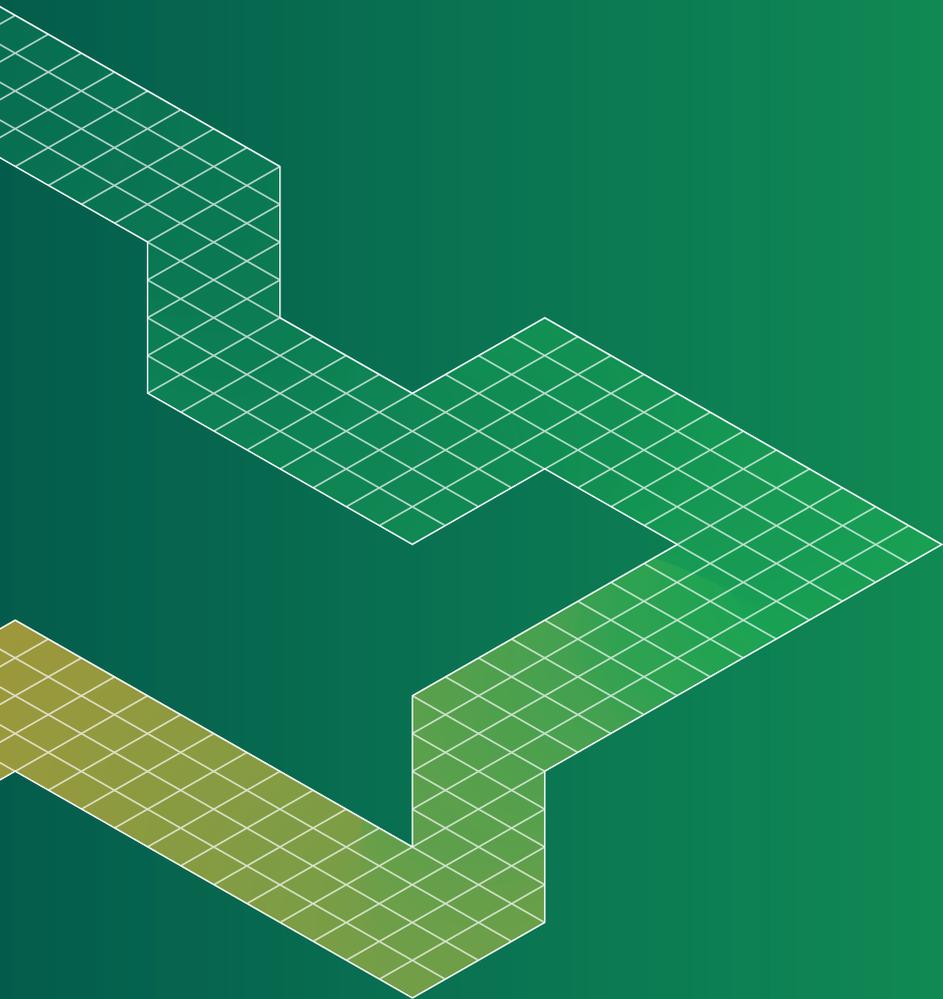


Road Map Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara



Direktorat Jenderal
Mineral dan Batubara
Kementerian Energi dan
Sumber Daya Mineral





Road Map
Pengembangan dan Pemanfaatan
Batubara

2021 - 2045



Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara

Road Map Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara 2021 - 2045

Penasihat

Direktur Jenderal Mineral dan Batubara

Pengarah

Direktur Pembinaan Program Mineral dan Batubara

Penyusun

Cecep Mochammad Yasin (Direktorat Pembinaan Program Mineral dan Batubara)

Budi Lesmana (Direktorat Pembinaan Program Mineral dan Batubara)

Angga Praditya (Direktorat Pembinaan Program Mineral dan Batubara)

Wezy Ferlianta (Direktorat Pembinaan Program Mineral dan Batubara)

Yunita Ramanda (Direktorat Pembinaan Program Mineral dan Batubara)

Dodik Ariyanto (Direktorat Pembinaan Pengusahaan Batubara)

Rina Handayani (Direktorat Pembinaan Pengusahaan Batubara)

Siti Sumilah Rita Susilawati (Pusat Sumber Daya Mineral, Batubara, dan Panas Bumi - Badan Geologi)

Miftahul Huda (Puslitbang Tekmira, Balitbang ESDM)

Grand Gisland Simatupang (Direktorat Pembinaan Program Mineral dan Batubara)

Syaiful Syah Anak Ampun (Direktorat Teknik dan Lingkungan Mineral dan Batubara)

Anda Lucia (Puslitbang Lemigas, Balitbang ESDM)

Heru Prasetyo (Puslitbang Lemigas, Balitbang ESDM)

Lisa Ambarsari (Biro Fasilitasi Kebijakan Energi dan Persidangan, DEN)

Kontributor

- Direktorat Industri Kimia Hulu, Kementerian Perindustrian
- Puslitbang Tekmira, Balitbang ESDM: Datin Fatia Umar, Suganal, Retno Damayanti, Slamet Handoko, Pichiato, Bambang Yunianto, Gandhi Kurnia, Herni Khaerunisa
- Direktorat Pembinaan Program Minyak dan Gas Bumi: Rizal Fajar Muttaqin
- Direktorat Bioenergi, EBTKE: Moristanto, Ali Zuhdi
- Direktorat Pembinaan Program Ketenagalistrikan: Pramudya
- Lembaga Kajian Nawacita: Pudji Untoro
- Direktorat Pembinaan Program Minerba: Dedi Supriyanto, Azaria Indra Wardhana, Anang Asriargo, Muhtadi Saputra

Penerbit

Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara - 2021

Layout dan Desain Grafis

Kabamedia

Road Map
Pengembangan dan Pemanfaatan
Batubara

2021 - 2045



Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara

Sambutan Menteri ESDM

Sebagai negara yang mendapat karunia besar dengan berlimpahnya berbagai sumber daya mineral dan batubara, kita patut bersyukur dengan cara mengelola sumber daya tersebut sebijiaksana mungkin. Jumlah sumber daya dan cadangan batubara Indonesia terbilang cukup besar. Begitu pula dari sisi produksi, Indonesia merupakan salah satu negara penghasil batubara terbesar di dunia.

Meski demikian, batubara mendapat tantangan yang cukup berarti terutama dari aspek lingkungan hidup akibat penggunaan langsung batubara. Tantangan ini akan semakin mengemuka di masa depan seiring dengan kepedulian global akan isu keberlanjutan. Sementara, batubara menempati posisi yang sangat strategis bagi Indonesia. Sebagai sumber energi, batubara diproyeksikan masih berkontribusi signifikan dalam bauran energi nasional untuk mendukung ketahanan energi Indonesia. Batubara juga dipandang sebagai modal pembangunan nasional karena pemanfaatannya sangat luas, tidak hanya sebagai sumber energi semata.

Dengan sumber daya dan cadangan yang masih berlimpah, Indonesia sangat membutuhkan strategi yang tepat dan terarah dalam pengembangan dan penggunaan batubara di masa mendatang. Isu lingkungan hidup yang senantiasa membayangi penggunaan batubara tetap harus menjadi perhatian utama. Kita harus beralih dari penggunaan batubara secara konvensional ke penggunaan dengan teknologi batubara bersih.

Saya mengapresiasi setinggi-tingginya upaya tim penyusun *road map* pengembangan dan pemanfaatan batubara yang telah menyusun rencana pengembangan dan pemanfaatan batubara hingga tahun 2045. Dalam melakukan transformasi yang signifikan, kita sangat membutuhkan *road map* yang sistematis dan terukur. Saya memandang program yang diajukan oleh tim penyusun *road map* batubara perlu kita cermati dengan serius sebab tantangan ketahanan energi nasional akan terus kita hadapi dengan kadar yang akan semakin intensif.

Batubara dapat tetap kita manfaatkan sebagai sumber energi tetapi harus jauh lebih ramah lingkungan dibandingkan penggunaan selama ini. Batubara juga dapat membantu pemerintah mengurangi ketergantungan impor melalui program konversi batubara seperti gasifikasi batubara dan pencairan batubara. Selain penggunaan sebagai sumber energi, berbagai teknologi yang telah terbukti dan ekonomis juga memungkinkan batubara digunakan sebagai bahan baku industri. Bahkan, batubara berpotensi mendukung industri masa depan melalui material maju karbon dan kandungan logam tanah jarang yang dapat diperoleh dari batubara.

Dalam *road map* pengembangan dan pemanfaatan batubara ini tim penyusun telah mempertimbangkan berbagai skenario penggunaan batubara di masa mendatang dengan mengedepankan aspek batubara yang ramah lingkungan. Untuk itu, saya mengajak seluruh pihak turut mendukung *road map* ini sebagai panduan nasional dalam memberdayakan karunia yang Tuhan titipkan melalui batubara di tanah Indonesia.



Jakarta, Oktober 2021

Arifin Tasrif

Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM)



Sambutan Dirjen Minerba

Indonesia menjadi salah satu negara di dunia ini yang mendapat berkah melimpahnya berbagai sumber daya mineral dan batubara. Khusus batubara, Indonesia merupakan salah satu negara penghasil batubara besar di dunia. Namun, pemanfaatan batubara di masa mendatang akan semakin menantang terutama didorong komitmen dunia internasional yang secara bersama-sama meneguhkan cita-cita untuk mengurangi emisi gas rumah kaca secara signifikan.

Sebagai sumber daya fosil, pemanfaatan batubara secara langsung memang akan terus berbenturan dengan masalah isu lingkungan hidup yang tengah jadi perhatian saat ini dan di masa mendatang. Sementara itu, sumber daya dan cadangan batubara Indonesia masih sangat besar. Berdasarkan data Badan Geologi, sumber daya batubara Indonesia sebesar 143,73 miliar ton dengan cadangan 38,80 miliar ton.

Sumber daya dan cadangan batubara yang begitu besar serta infrastruktur dan iklim industri pertambangan batubara yang selama ini telah terbangun dengan baik tentu tidak dapat dilupakan begitu saja. Apalagi teknologi pengembangan dan pemanfaatan batubara hingga saat ini telah sedemikian maju dengan banyak alternatif. Pemanfaatan batubara secara konvensional dengan cara dibakar sebagai sumber energi memang tidak ramah lingkungan. Namun hal ini tidak berarti era batubara berhenti begitu saja.

Beberapa tahun terakhir pemerintah telah mendorong kebijakan pengembangan dan pemanfaatan batubara untuk meningkatkan nilai tambah batubara dalam negeri dengan tetap mempertimbangkan aspek ramah lingkungan. Untuk itulah pemerintah menyusun *road map* pengembangan dan pemanfaatan batubara sebagai landasan pengambilan kebijakan dan arah industri berbasis batubara hingga 25 tahun ke depan.

Sebagai sumber energi, batubara diproyeksikan masih memainkan peranan penting hingga 30 tahun ke depan. Pada Kebijakan Energi Nasional, batubara masih akan mengambil porsi 25% dalam bauran energi nasional. Kontribusi batubara sebagai sumber energi tentu harus dengan mempertimbangkan aspek lingkungan yang tengah menjadi perhatian global. *Road map* pengembangan dan pemanfaatan batubara ini diharapkan dapat menjadi landasan untuk menjawab tantangan ini.

Selain sebagai sumber energi, batubara juga dapat dikembangkan untuk berbagai bidang. Berbagai teknologi yang telah terbukti efisien dan teknologi tengah dikembangkan memberi ruang untuk pemanfaatan batubara selain sebagai sumber energi. Dalam *road map* ini tim penyusun yang dibentuk melalui Kepmen ESDM RI No 151K/73/MEM/2020 telah mengkaji dan menyeleksi berbagai alternatif teknologi yang dapat dikembangkan di Indonesia untuk memaksimalkan penggunaan batubara di masa mendatang.

Adaptasi teknologi baru tentu saja membutuhkan tahapan yang tidak sederhana. Kajian yang matang, kesiapan pasar dan infrastruktur, dukungan regulasi yang sesuai, dan persiapan investasi merupakan sebagian tantangan yang harus dijawab satu-persatu. Saya mengapresiasi tim penyusun *road*



map pengembangan dan pemanfaatan batubara yang telah mendesain *road map* dengan tahapan yang sistematis yaitu semua program yang dirancang menggunakan kerangka kerja penyiapan; pembangunan; dan optimalisasi.

Tim penyusun telah merancang sepuluh program pengembangan dan pemanfaatan batubara untuk kebutuhan energi, kebutuhan industri (non-energi), dan tetap mendukung penurunan emisi CO₂.

Saya berharap *road map* pengembangan dan pemanfaatan batubara nasional ini dapat menjadi landasan bagi seluruh pihak dalam rangka meningkatkan ketahanan energi nasional dan terbentuknya industri batubara nasional yang terintegrasi. Dengan demikian, perlu tindak lanjut lintas sektoral untuk mendorong pengembangan dan pemanfaatan batubara nasional agar sumber daya dan cadangan batubara Indonesia yang sangat besar tersebut dapat kita manfaatkan seoptimal mungkin.

Jakarta, September 2021

Direktur Jenderal Mineral dan Batubara
Dr. Ir. Ridwan Djamiluddin, M.Sc



Pengantar

Pembaca yang terhormat,

Sebagai negara dengan sumber daya dan cadangan batubara yang terbilang cukup besar, Indonesia akan menghadapi tantangan yang tidak mudah di masa mendatang. Perhatian masyarakat global terhadap dampak negatif terhadap lingkungan sebagai berupa emisi CO₂ sebagai hasil dari pembakaran batubara menjadi sesuatu yang tidak dapat diabaikan. Indonesia bahkan telah meneguhkan komitmen untuk turut dalam agenda *Net Zero Emission*.

Sementara itu, jumlah sumber daya dan cadangan batubara yang masih banyak serta kelangsungan industri pertambangan batubara juga tidak dapat diabaikan. Pemerintah telah mengambil beberapa langkah kebijakan sehubungan dengan masa depan batubara nasional. Salah satunya adalah mendorong kebijakan pengembangan dan pemanfaatan batubara dalam rangka meningkatkan nilai tambah batubara dalam negeri.

Sejalan dengan itu dan dalam konteks menjawab tantangan batubara di masa mendatang, Indonesia sangat membutuhkan sebuah peta jalan yang jelas untuk memberikan landasan kebijakan pengembangan dan pemanfaatan batubara minimal untuk 25 tahun mendatang.

Oleh karena itu, Kementerian ESDM menetapkan Tim Penyusun *Road Map* Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara Nasional untuk mengkaji berbagai teknologi yang telah dan sedang dikembangkan sehingga pengembangan dan pemanfaatan batubara di masa mendatang dapat menjawab tantangan yang ada. Tim ini dibentuk untuk dapat merumuskan rekomendasi *road map* pengembangan dan pemanfaatan batubara beserta usulan program-programnya.

Tim Penyusun *Road Map* Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara tetap berpedoman pada kebijakan yang telah ada sehingga *road map* yang diusulkan dalam laporan ini tetap selaras dengan berbagai kebijakan yang telah dirumuskan sebelumnya. *Road map* ini ditujukan untuk menghasilkan rumusan yang dapat dicapai sehubungan dengan optimalisasi penggunaan batubara dalam rangka meningkatkan ketahanan energi dan memenuhi kebutuhan industri di dalam negeri.

Untuk menjawab tantangan yang ada, *road map* yang telah disusun mencakup pengembangan dan pemanfaatan batubara untuk energi, industri (non-energi), dan pemanfaatan batubara yang ramah lingkungan. Tim penyusun telah berhasil merumuskan *road map* yang dibagi ke dalam fase lima tahunan sehingga kita dapat mengevaluasi pencapaiannya secara berkala.

Dalam laporan ini terdapat sepuluh program pengembangan dan pemanfaatan batubara yang secara teknologi sudah tersedia dan memenuhi aspek keekonomian. Namun, sebelum mengimplementasikan program tersebut kesepuluh program yang direkomendasikan akan menjalani berbagai tahap kajian yang matang terlebih dahulu.

Program yang direkomendasikan dalam *road map* pengembangan dan pemanfaatan batubara ini



mencakup masa 2021 s.d. 2045 (25 tahun). Akan tetapi, tim penyusun telah merekomendasikan empat program prioritas untuk tahun 2021-2025 dengan mempertimbangkan kesiapan industri beserta mendukung komitmen Indonesia dalam mendukung agenda *Net Zero Emission*.

Kami mengharapkan dukungan dan evaluasi dari seluruh pihak karena usulan *road map* ini pada implementasinya sangat membutuhkan kerja sama lintas sektoral. Selamat membaca dan dengan sepenuh hati kami membuka diri untuk menerima masukan untuk kebaikan dan kemajuan industri batubara nasional di masa mendatang.

Jakarta, September 2021

Direktur Pembinaan Program Mineral dan Batubara
Sunindyo Survo Herdadi, ST, MT



Daftar Istilah dan Singkatan

Acid Gas Removal (AGR)	: merupakan proses pengolahan gas untuk menyerap komponen asam terutama H ₂ S dan CO ₂ yang biasa terkandung pada gas bumi/syngas.
Adiabatik	: proses yang muncul tanpa perpindahan panas dan massa dari sistem dan lingkungannya.
Air Separation Unit	: sebuah alat untuk memisahkan udara menjadi komponen utamanya, yaitu nitrogen dan oksigen dengan produk samping berupa argon dan gas inert langka lainnya.
Ammonia	: bahan kimia anorganik, tidak berwarna dan memiliki bau khas yang sangat tajam yang tersusun dari unsur nitrogen dan ammonia.
Batubara	: hasil akumulasi material organik yang berasal dari bekas tumbuh-tumbuhan yang telah mengalami penggambutan dan pembatubaraan serta litifikasi. Material tersebut telah mengalami kompaksi, ubahan kimia dan proses metamorfosis oleh peningkatan panas selama periode geologi.
Bituminous	: jenis batubara yang lebih tinggi tingkatan kualitasnya. Mayoritas berwarna hitam, namun kadang masih ada yang berwarna coklat tua. Dinamakan <i>bituminous</i> dikarenakan adanya kandungan bitumen/aspal.
Cadangan terbukti (proved reserves)	: sumber daya terukur yang berdasarkan studi kelayakan tambang semua faktor yang terkait telah terpenuhi sehingga penambangan dapat dilakukan secara ekonomis.
Cadangan terkira (probable reserves)	: bagian dari sumber daya tertunjuk yang dapat ditambang secara ekonomis setelah faktor penyesuaian terkait diterapkan, dapat juga sebagai bagian dari sumber daya terukur yang dapat ditambang secara ekonomis, tetapi ada ketidakpastian pada salah satu atau semua faktor pengubah yang terkait diterapkan.
Carbon Capture dan Sequestration	: proses penangkapan dan penyimpanan CO ₂ dalam rangka mencegah emisi CO ₂ ke lingkungan.
Clean Coal Technology (CCT)	: teknologi untuk mengurangi polutan seperti SO _x , NO _x , H ₂ S dan partikulat dari proses pembakaran dan konversi batubara. Saat ini CCT jangkauannya lebih luas yaitu meliputi juga teknologi pengurangan emisi CO ₂ pada PLTU seperti implementasi teknologi pembangkit listrik <i>ultra supercritical</i> .
Dimetil Eter	: senyawa <i>ether</i> yang paling sederhana, berbentuk gas yang tidak berwarna dengan bau ether dan larut dalam air maupun dalam minyak, tidak bersifat karsinogenik, teratogenik, mutagenik dan tidak beracun. DME mempunyai formula CH ₃ -O-CH ₃ atau rumus empiris C ₂ H ₆ O.
Eksotermik	: reaksi kimia yang menghasilkan kalor. Pada reaksi ini, terjadi perpindahan kalor dari sistem ke lingkungan sehingga lingkungan menjadi lebih panas.
Emisi CO₂	: gas yang dikeluarkan dari hasil pembakaran senyawa yang mengandung karbon.
Flue gas	: gas yang berasal dari proses pembakaran yang mengandung produk reaksi bahan bakar dengan udara dan zat sisa seperti partikel (debu), oksida belerang, oksida nitrogen, dan karbon monoksida.
Fluida	: suatu zat yang bisa mengalami perubahan-perubahan bentuknya secara <i>continue/</i> terus-menerus bila terkena tekanan/gaya geser walaupun relatif kecil atau bisa juga dikatakan suatu zat yang mengalir, kata fluida mencakup zat cair, gas, air, dan udara karena zat-zat ini dapat mengalir.



Gas rumah kaca	: gas-gas yang ada di atmosfer yang menyebabkan efek rumah kaca. Gas-gas tersebut sebenarnya muncul secara alami di lingkungan, tetapi dapat juga timbul akibat aktivitas manusia.
Gasifier	: alat atau reaktor yang menggunakan teknik gasifikasi atau proses pemanfaatan panas untuk mengubah selulosa (biomasa) padat atau padatan berkarbon lainnya menjadi gas (<i>syngas</i>).
Gasifikasi Batubara	: proses konversi termal batubara, dengan pereaksi berupa udara, oksigen, <i>steam</i> atau CO ₂ atau campuran media tersebut menjadi produk gas pemanan bakar. Proses gasifikasi dapat dilakukan di permukaan (<i>Surface Coal Gasification</i>) setelah melalui proses penambangan batubara dan di bawah permukaan secara insitu pada lapisan batubara (<i>Underground Coal Gasification</i>).
Heat Recovery Steam Generator	: boiler yang menggunakan energi berupa gas panas yang diperoleh dari proses lainnya.
Hidrogen	: gas tidak berwarna, tidak berbau, tidak ada rasanya, menyesakkan dengan rumus H ₂ , tetapi tidak bersifat racun; unsur dengan nomor atom 1, berlambang H, dan bobot atom 1,0080;
Hidrogen sulfida (H₂S)	: gas yang tidak berwarna, beracun, mudah terbakar dan berbau. Gas ini dapat timbul dari aktivitas biologis ketika bakteri mengurai bahan organik dalam keadaan tanpa oksigen (aktivitas anaerobik), seperti di rawa, dan saluran pembuangan kotoran.
Hidrogenasi	: istilah yang merujuk pada reaksi kimia yang menghasilkan adisi hidrogen (H ₂). Proses ini umumnya terdiri dari adisi sepasang atom hidrogen ke sebuah molekul. Penggunaan katalis diperlukan agar reaksi yang berjalan efisien dan dapat digunakan; hidrogenasi non-katalitik hanya berjalan dengan kondisi temperatur yang sangat tinggi.
Hidrokarbon	: senyawa yang terdiri dari unsur karbon (C) dan unsur hidrogen (H).
Isothermal	: keadaan bersuhu tetap atau sama, baik terhadap ruang maupun waktu.
Karbon dioksida	: senyawa karbon dengan oksigen yang berupa gas tanpa warna, lebih berat dari udara, tidak terbakar, dan larut dalam air.
Karbonil Sulfida	: adalah senyawa kimia dengan rumus linier OCS. Biasanya ditulis sebagai COS sebagai rumus kimia yang tidak menyiratkan strukturnya. Karbonil sulfida dapat dianggap sebagai perantara karbon dioksida dan karbon disulfida.
Katalis	: suatu zat yang mempercepat laju reaksi kimia pada suhu tertentu, tetapi tidak mengalami perubahan dan pengurangan jumlah.
Merkuri	: logam yang berbentuk cairan dalam suhu ruang (25°C) berwarna keperakan. Sifat merkuri sama dengan sifat kimia yang stabil terutama di lingkungan sedimen, yaitu mengikat protein, mudah menguap dan mengemisi atau melepaskan uap merkuri beracun walaupun pada suhu ruang.
Metanol	: bahan kimia cair dengan rumus CH ₃ OH (sering disingkat MeOH). Tidak berwarna, mudah menguap, mudah terbakar, dan beracun. Metanol dibuat dari destilasi destruktif kayu dan terutama disintesis dari karbon monoksida dan hidrogen. Kegunaan utamanya adalah dalam sintesis organik, sebagai bahan bakar, pelarut, dan antibeku.
Methane-steam reaction	: proses mereaksikan gas methane dengan steam untuk menghasilkan syngas (CO +H ₂).
Natural gas vehicles	: adalah kendaraan yang berbahan bakar gas alam terkompresi (CNG) atau gas alam cair (LNG).

Oksigen	: gas dengan rumus O_2 , tidak berwarna, tidak berasa, dan tidak berbau, merupakan komponen dari kerak bumi; zat asam; unsur dengan nomor atom 8, ber lambang O, dan bobot atom 15,9994.
Pemanfaatan batubara	: proses pemanfaatan batubara menjadi energi atau produk lainnya.
Pembangkit listrik <i>combined cycle</i>	: gabungan dari siklus PLTG dan siklus pada pembangkit listrik tenaga uap (PLTU). Suhu gas keluaran PLTG digunakan memanaskan air dalam tube-tube <i>Heat Recovery Stem Generator</i> (HRSG) hingga berubah fasa menjadi uap. Uap yang terbentuk akan digunakan untuk menggerakkan <i>Steam Turbine Generator</i> (STG).
Pencampuran batubara (<i>coal blending</i>)	: proses pengadukan (<i>mixing</i>) bersama dari dua atau lebih tipe/kualitas batubara yang berbeda untuk menghasilkan kualitas produk batubara campuran (<i>blend coal</i>) yang memenuhi persyaratan kualitas/spesifikasi batubara untuk pengguna akhir (<i>end user</i>).
Pengembangan batubara	: upaya pengolahan batubara menjadi produk bermutu tinggi, konversi batubara menjadi bahan cair, gas dan kokas untuk bahan bakar dan bahan baku di industri. Berdasarkan Undang-Undang Minerba No 3/2020, pengembangan batubara meliputi: Peningkatan mutu batubara (<i>coal upgrading</i>); Pembuatan briket batubara (<i>coal briquetting</i>); Pembuatan kokas (<i>cokes making</i>); Pencairan batubara (<i>coal liquefaction</i>); Gasifikasi batubara (<i>coal gasification</i>) termasuk <i>underground coal gasification</i> ; dan <i>coal slurry/ coal water mixture</i> .
Pengeringan batubara (<i>coal drying</i>)	: bagian dari <i>coal upgrading</i> yaitu proses menurunkan kadar air (<i>moisture</i>) batubara hingga level yang diinginkan. Ini dapat dilakukan melalui dua cara, yaitu pengeringan secara evaporasi dan pengeringan tanpa evaporasi.
Peningkatan mutu batubara (<i>coal upgrading</i>)	: suatu proses untuk meningkatkan kualitas batubara peringkat rendah (lignit dan atau sub-bituminus) menghasilkan batubara bermutu tinggi (kalori tinggi, kandungan abu rendah, belerang rendah).
Polutan	: bahan yang mengakibatkan polusi.
<i>Pressure Swing Absorption (PSA)</i>	: teknologi yang digunakan untuk memisahkan beberapa spesies gas dari campuran gas menggunakan adsorben (bahan penyerap) di bawah tekanan. Bahan penyerap yang digunakan tergantung dari karakteristik molekul gas yang akan dipisahkan.
<i>Pulverized coal</i>	: serbuk batubara hasil proses penggerusan batubara, batubara serbuk untuk boiler PLTU umumnya berukuran kurang dari 200 mesh.
<i>Purge Gas</i>	: gas <i>inert</i> yang tidak mudah terbakar, atau lebih tepatnya, tidak reaktif seperti nitrogen, karbon dioksida, argon atau helium.
Reaktor	: suatu alat proses tempat di mana terjadinya suatu reaksi berlangsung, baik itu reaksi kimia atau nuklir dan bukan secara fisika
<i>Reaktor fluidized bed</i>	: jenis reaktor dimana padatan yang berada didalamnya berperilaku layaknya fluida setelah dialiri gas pada kecepatan tertentu. Reaktor <i>fluidized bed</i> mempunyai kecepatan aliran gas lebih tinggi dibandingkan <i>reactor fixed bed</i> dan lebih rendah dibandingkan <i>fixed bed</i> .
Reaktor unggul tetap (<i>fixed bed</i>)	: reaktor dengan menggunakan bahan padat yang akan direaksikan tidak bergerak (diam) karena gas yang melewatinya mempunyai kecepatan rendah.
Selexol	: nama dagang untuk pelarut penghilang gas asam yang dapat memisahkan gas asam seperti hidrogen sulfida dan karbon dioksida dari aliran gas umpan seperti syngas yang dihasilkan oleh gasifikasi batubara, kokas, atau minyak hidrokarbon berat.



Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)	: perangkat konversi elektrokimia yang menghasilkan listrik langsung dari oksidasi bahan bakar. Sel bahan bakar dicirikan oleh bahan elektrolitnya; SOFC memiliki oksida padat atau elektrolit keramik.
Sub-bituminous	: jenis batubara sedang di antara jenis lignite dan jenis bituminous. Secara fisik memiliki ciri-ciri berwarna coklat gelap cenderung hitam.
Sulfur	: massa getas berwarna kuning, tetapi juga dapat berbentuk lain, misalnya kristal bening; belerang; unsur dengan nomor atom 16, berlambang S, dan bobot atom 32,06.
Sumber daya hipotetik (<i>hypothetical resources</i>)	: sumber daya yang kuantitas dan kualitasnya diperoleh berdasarkan hasil penyelidikan pada tahap survei tinjau dengan tingkat keyakinan yang masih rendah dan dibutuhkan untuk kepentingan inventarisasi sumber daya alam nasional oleh Pemerintah.
Sumber daya tereka (<i>inferred resources</i>)	: sumber daya yang kuantitas dan kualitasnya hanya dapat diestimasi dengan tingkat keyakinan yang rendah. Titik pengamatan yang mungkin didukung oleh data pendukung tidak cukup untuk membuktikan kemenerusan, densitas, bentuk, dimensi, kadar, kandungan mineral/batubara. Estimasi dari kategori kepercayaan ini dapat berubah secara berarti dengan eksplorasi lanjut.
Sumber daya tertunjuk (<i>indicated resources</i>)	: sumber daya yang kuantitas dan kualitasnya diperoleh berdasarkan titik pengamatan secara kemenerusan, densitas, bentuk, dimensi, kadar, kandungan mineral/batubara dapat diestimasi dengan tingkat keyakinan sedang. Estimasi dari kategori kepercayaan ini dapat berubah secara berarti dengan eksplorasi terperinci.
Sumber daya terukur (<i>measured resources</i>)	: sumber daya yang kuantitas dan kualitasnya diperoleh berdasarkan titik pengamatan secara kemenerusan, densitas, bentuk, dimensi, kadar, kandungan mineral/batubara dapat diestimasi dengan tingkat keyakinan tinggi.
Synthesis Gas (Syngas)	: hasil gasifikasi batubara yang merupakan campuran gas karbon monoksida dan hidrogen. Syngas digunakan sebagai zat antara untuk pada pembuatan gas alam sintetis (SNG), metanol, amonia, dan lain-lain.
Synthetic Natural Gas (SNG)	: campuran gas hidrokarbon dengan sifat mirip seperti gas alam (sebagian besar metan) yang dapat diproduksi dari gasifikasi dengan bahan baku berupa batubara atau biomassa.
Total sumber daya batubara	: penjumlahan sumber daya hipotetik, sumber daya tereka, sumber daya tertunjuk dan sumber daya terukur untuk memudahkan penyampaian data sumber daya kepada publik.
Water Gas Shift Reaction (WGSR)	: reaksi bolak balik antara karbon monoksida (CO) dan air (H ₂ O) untuk menghasilkan hidrogen dan karbon dioksida. Reaksi tersebut bersifat eksotermis. Reaksi ini biasanya dilakukan pada katalis oksida logam.

Daftar Isi

6	Sambutan Menteri ESDM
8	Sambutan Dirjen Minerba
10	Pengantar
12	Daftar Istilah dan Singkatan
18	Daftar Gambar
19	Daftar Tabel
20	Ringkasan Eksekutif

24

	Pendahuluan
25	Latar Belakang
25	Tujuan
26	Ruang Lingkup
26	Metodologi Penyusunan Road Map



28

	Kebijakan Batubara Nasional
29	Batubara dalam Kebijakan Mineral dan Batubara Nasional
30	Batubara dalam Kebijakan Energi Nasional
38	Batubara dalam Kebijakan Industri
38	Batubara dalam Kebijakan Penurunan Emisi CO ₂ Nasional

50

	Potensi Pengembangan Batubara
51	Potensi Pengembangan Batubara
72	Potensi Pemanfaatan Batubara untuk Kelistrikan
78	Penerapan CCS/CCUS pada Fasilitas Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara

40

	Kondisi Batubara di Indonesia
41	Sumber Daya dan Cadangan Batubara
44	Produksi dan Penjualan Batubara
48	Penggunaan Utama Batubara

80

	Peta Jalan (<i>Road Map</i>) Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara di Indonesia
81	Isu Strategis dan Urgensi <i>Road Map</i>
82	Strategi <i>Road Map</i> Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara di Indonesia
87	Program dan Kegiatan <i>Road Map</i>

87	Pengembangan Batubara untuk Menghasilkan Metanol dan DME melalui Gasifikasi
92	Pengembangan Batubara untuk Menghasilkan SNG, Amonia, dan Hidrogen (H ₂)
94	Pengembangan Batubara untuk Menghasilkan Bahan Bakar Melalui Pencairan Batubara (<i>Coal Liquefaction</i>)
96	Pengembangan Batubara Melalui Briket Batubara-Biomassa (<i>Bio-Coal</i>) untuk <i>Cofiring</i> PLTU dan Briket Batubara Terkarbonisasi untuk Industri Kecil/UMKM
99	Pengembangan Batubara untuk Industri Metalurgi
102	Pengembangan Batubara melalui <i>Coal Upgrading</i>
104	Pengembangan Batubara untuk menghasilkan Produk Material Maju dan Logam Tanah Jarang (LTJ)
106	Pengembangan Batubara untuk Material Agro Industri
108	Pemanfaatan Batubara untuk Kelistrikan
111	Penerapan CCS/CCUS pada Fasilitas Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara

114

	Kesimpulan dan Tindak Lanjut
--	-------------------------------------

Daftar Gambar

Gambar 1.1.	Susunan Tim Penyusun <i>Road Map</i> Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara	19
Gambar 2.1.	Sasaran KEN Periode 2015-2050	23
Gambar 2.2.	Perbandingan Pertumbuhan Ekonomi Asumsi KEN/RUEN dengan Realisasi	26
Gambar 3.1.	Produksi Batubara Indonesia Terhadap Dunia 2019	36
Gambar 3.2.	Produksi, Penjualan, dan Impor Batubara	37
Gambar 3.3.	Potensi DMO Batubara 2021-2025	38
Gambar 3.4.	Sumber Daya dan Cadangan Batubara	38
Gambar 3.5.	Proyeksi Produksi, PNT, dan Sisa Cadangan 2020-2045	39
Gambar 3.6.	Penggunaan Batubara untuk PLTU	40
Gambar 3.7.	Kapasitas Terpasang PLTU Batubara	41
Gambar 4.1.	Pohon Industri Syngas	45
Gambar 4.2.	<i>Flow Diagram Haber-Bosch Synthesis Loop</i>	48
Gambar 4.3.	Diagram Metode Produksi Ammonia dari Beberapa Sumber Energi	48
Gambar 4.4.	Produksi Ammonia dari Hidrogen	49
Gambar 4.5.	Data cadangan batubara Indonesia	64
Gambar 4.6.	Target Lokasi Penerapan Cofiring PLTU	66
Gambar 4.7.	Kebutuhan Biomassa dan Sampah (2025-2030)	67
Gambar 4.8.	Diagram Proses Metode <i>Post-Combustion CO₂ Capture</i>	71
Gambar 5.1.	Arah <i>Road Map</i> Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara	74
Gambar 5.2.	Program Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara 2021-2045	75
Gambar 5.3.	Tahapan Program Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara	77
Gambar 5.4.	Rincian Program <i>Road Map</i> Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara Lima Tahunan	78
Gambar 5.5.	Proyeksi Komposisi Impor dan Substitusi LPG Menggunakan DME	79
Gambar 5.6.	Proyeksi Kebutuhan Metanol untuk Berbagai Kebutuhan	80
Gambar 5.7.	Proyeksi <i>Supply & Demand</i> DME	81
Gambar 5.8.	Proyeksi <i>Supply & Demand</i> Metanol	82
Gambar 5.9.	<i>Road Map</i> Program Pengembangan Batubara untuk Menghasilkan DME dan Metanol Melalui Gasifikasi	83
Gambar 5.10.	<i>Road Map</i> Program Pengembangan Batubara untuk Menghasilkan SNG, Amonia, dan Hidrogen	85
Gambar 5.11.	<i>Road Map</i> Program Pengembangan Batubara untuk Menghasilkan Bahan Bakar Melalui Pencairan Batubara	87
Gambar 5.12.	<i>Road Map</i> Program Pengembangan Batubara Melalui Briket Batubara-Biomassa (<i>Bio-Coal</i>) untuk PLTU	89
Gambar 5.13.	<i>Road Map</i> Program Optimalisasi Pengembangan Briket Batubara Terkarbonisasi bagi Penggunaan Industri Kecil/UMKM	90
Gambar 5.14.	Realisasi Impor Batubara Indonesia 2016-2020	91
Gambar 5.15.	<i>Road Map</i> Program Pengembangan Batubara untuk Industri Metalurgi Dalam Negeri	92



Gambar 5.16.	<i>Road Map</i> Program Pengembangan Bio-Kokas Berbasis Biomassa dan Batubara Peringkat Rendah untuk Industri Metalurgi.....	93
Gambar 5.17.	<i>Road Map</i> Program Pengembangan Batubara untuk <i>Upgrading</i> (<i>Coal Upgrading</i>)	95
Gambar 5.18.	Ilustrasi Peningkatan Nilai Tambah Batubara	96
Gambar 5.19.	<i>Road Map</i> Program Penyiapan Pengembangan Batubara Untuk Material Maju	97
Gambar 5.20.	<i>Road Map</i> Program Penyiapan Pengembangan Batubara Untuk Logam Tanah Jarang (LTJ)	98
Gambar 5.21.	<i>Road Map</i> Program Pengembangan Batubara Untuk Material Agro Industri: Asam Humat/Asam Fulvat.....	99
Gambar 5.22.	<i>Road Map</i> Program Penyiapan Infrastruktur <i>Coal Blending Facility</i>	101
Gambar 5.23.	<i>Road Map</i> Pemanfaatan Batubara untuk Kelistrikan: Program <i>Cofiring</i> Biomassa pada PLTU	102
Gambar 5.24.	<i>Road Map</i> Pemanfaatan Batubara untuk Kelistrikan: Program Optimalisasi Pemanfaatan Batubara dengan IGCC	102
Gambar 5.25.	<i>Road Map</i> Program Penerapan CCS/CCUS pada Fasilitas Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara	103

Daftar Tabel

Tabel 2.1.	Perkembangan Target dan Capaian Penyediaan Pasokan Energi Primer 2015-2019	26
Tabel 2.2.	Proyeksi Kebutuhan Energi untuk Industri Tahun 2025-2035	30
Tabel 3.1.	Sumber Daya Batubara Indonesia per Provinsi Status 2020	33
Tabel 3.2.	Sumber Daya dan Cadangan Batubara Indonesia Berdasarkan Nilai Kalori Status 2020	34
Tabel 3.3.	Sumber Daya dan Cadangan Batubara Bawah Permukaan Indonesia	35
Tabel 3.4.	Realisasi Penggunaan Batubara Domestik.....	37
Tabel 4.1.	Spesifikasi DME Dibandingkan dengan Bahan Bakar Lainnya	44
Tabel 4.2.	Berbagai Teknologi Metanasi Komersial Berdasarkan Tipe Reaktor	47
Tabel 4.3.	Asumsi Keekonomian Studi Mitretek Systems	50
Tabel 4.4.	<i>Summary Study Mitretek Systems</i> untuk Beberapa Teknologi Gasifikasi Batubara	50
Tabel 4.5.	Asumsi Studi Kreutz er al.....	51
Tabel 4.6.	<i>Summary Study Kreutz dkk.</i> untuk Beberapa Teknologi Gasifikasi Batubara	51
Tabel 4.7.	Ringkasan Perbandingan Pencairan Batubara dengan Teknologi Pirolysis	52
Tabel 4.8.	Konsumsi Penggunaan Briket Batubara di Jawa & Bali	54
Tabel 4.9.	Spesifikasi Batubara Indonesia di PT Krakatau Steel	56
Tabel 4.10.	Perbedaan Proses UBC dan CDB	59
Tabel 5.1.	Lokasi PLTU yang Telah Menerapkan <i>Cofiring</i> Biomassa	66
Tabel 4.11.	Kebutuhan Biomassa per Pulau Besar di Indonesia	67
Tabel 4.12.	Rencana Pembangunan PLTU	68
Tabel 6.1.	Ringkasan Program <i>Road Map</i> Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara	106

Ringkasan Eksekutif

Sebagai negara dengan potensi batubara cukup besar (143,73 miliar ton sumber daya dan 38,80 miliar ton cadangan, status tahun 2020), Indonesia menghadapi tantangan dalam pengembangan dan pemanfaatan batubara. Di satu sisi, batubara diandalkan sebagai modal dasar pembangunan yaitu sebagai sumber energi utama pada pembangkit listrik maupun penghasil devisa negara, sementara di sisi lain pemanfaatan batubara terkendala isu lingkungan, karena pembakaran batubara secara langsung menghasilkan emisi CO₂ penyebab terjadinya perubahan iklim. Saat ini, Industri batubara di Indonesia juga cenderung hanya identik dengan kegiatan usaha penambangan dan penjualan. Di samping itu, batubara Indonesia lebih banyak dimanfaatkan sebagai sumber energi pada pembangkit dan belum banyak dimanfaatkan untuk mendukung kegiatan industri lainnya, padahal penelitian menunjukkan batubara dapat menjadi bahan baku berbagai jenis industri, termasuk diantaranya industri material maju, petrokimia dan juga industri pertanian.

Untuk menjawab tantangan di atas, pemerintah mendorong program hilirisasi atau peningkatan nilai tambah batubara, dengan tujuan utama untuk mengoptimalkan pengembangan dan pemanfaatan batubara nasional. Diharapkan, pemanfaatan batubara tidak lagi terfokus hanya sebagai sumber energi, tetapi juga bisa dikembangkan sebagai bahan baku kegiatan industri lainnya sehingga kekayaan alam batubara di beberapa wilayah Indonesia ini dapat dioptimalkan untuk mendukung pembangunan berkelanjutan dan mendatangkan manfaat yang juga optimal bagi seluruh rakyat Indonesia. Produk-produk turunan batubara juga diharapkan secara keekonomian mampu bersaing dengan produk turunan dari minyak dan gas bumi sehingga bisa diandalkan untuk substitusi impor yang pada akhirnya dapat menghemat devisa negara dan meningkatkan kompetensi dalam negeri di bidang batubara.

Dalam rangka mendukung optimalisasi pemanfaatan batubara, pemerintah membentuk tim penyusunan *Road Map* Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara Nasional dengan tujuan menghasilkan *road map* pengembangan dan pemanfaatan batubara di Indonesia. Dokumen *road map* meliputi program dan strategi peningkatan nilai tambah batubara dalam kurun waktu 25 tahun baik berupa penelitian, penyelidikan dan pengembangan industri berbasis batubara, serta program yang berhubungan dengan penerapan teknologi ramah lingkungan untuk pengurangan emisi CO₂ dari pembangkit listrik tenaga batubara (*clean coal technology*).

Untuk memudahkan pencapaian target, pelaksanaan *road map* terbagi menjadi beberapa tahapan. Setiap tahapan didesain untuk diselesaikan dalam kurun waktu 5 tahun. *Road map* pengembangan dan pemanfaatan batubara nasional difokuskan pada pengembangan 10 (sepuluh) program utama. Sepuluh program tersebut dipilih sesuai dengan karakteristik batubara Indonesia yang sebagian besar didominasi oleh batubara peringkat rendah dan sedang dan juga dipilih untuk menjawab isu strategis global dan nasional, khususnya dalam penyediaan energi yang lebih ramah lingkungan, peningkatan nilai tambah batubara melalui pengembangan berbagai industri berbasis batubara, serta kebutuhan penurunan emisi CO₂ dari pembangkit listrik tenaga batubara. Dengan demikian, hingga tahun 2045 diharapkan batubara bisa dimanfaatkan secara optimal untuk meningkatkan ketahanan energi dan mendukung pembangunan nasional yang berkelanjutan.

Dokumen *road map* pengembangan dan pemanfaatan batubara berisi 5 (lima) bab dengan ringkasan sebagai berikut:



Bab 1 – Pendahuluan, memuat informasi latar belakang, tujuan, ruang lingkup, dan metodologi penyusunan *road map* pengembangan dan pemanfaatan batubara.

Bab 2 – Gambaran Kondisi Energi dan Kebijakan Batubara Nasional, berisi ringkasan berbagai kebijakan yang berhubungan dengan batubara di Indonesia yang dijadikan landasan dalam penyusunan *road map* pengembangan dan pemanfaatan batubara.

Bab 3 – Kondisi Batubara di Indonesia, pada bagian ini dibahas kondisi sumber daya dan cadangan batubara di Indonesia, meliputi potensi batubara permukaan dan batubara bawah permukaan. Selain itu, disajikan juga informasi mengenai produksi dan penjualan batubara selama beberapa tahun terakhir. Dari bab ini dapat dilihat bahwa potensi sumber daya dan cadangan batubara Indonesia masih sangat menjanjikan di masa mendatang sehingga optimalisasi pengembangan dan pemanfaatan batubara untuk mendukung berbagai kebutuhan pembangunan nasional dengan tetap memperhatikan isu lingkungan harus menjadi program prioritas yang didukung penuh baik oleh pemerintah maupun pelaku usaha di sektor batubara.

Bab 4 – Pengembangan Batubara, membahas berbagai alternatif teknologi terkini untuk peningkatan nilai tambah batubara di luar pemanfaatan secara langsung sebagai sumber energi pada pembangkit listrik. Pemanfaatan batubara yang diulas antara lain teknologi gasifikasi batubara untuk menghasilkan *syngas* berikut produk turunannya berupa metanol dan DME termasuk pengembangan batubara untuk menghasilkan produk turunan berupa hidrogen dan amonia, teknologi pengembangan briket bio-coal untuk bahan bakar *co-firing* pada pembangkit listrik, teknologi ekstraksi material maju dan logam tanah jarang (LTJ) dari batubara, teknologi pemanfaatan batubara sebagai bahan baku agro industri, teknologi *upgrading* batubara, serta *clean coal technology* (CCT) untuk mereduksi emisi CO₂ dari pembangkit listrik tenaga batubara. Dari pembahasan dalam bab ini, dapat dilihat bahwa batubara memiliki spektrum pemanfaatan yang sangat luas dan menjanjikan untuk terus dikembangkan.

Bab 5 – Peta Jalan (*Road Map*) Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara, berisi uraian *road map*, prinsip penyusunan *road map*, arah *road map*, dan rincian *road map*. *Road map* terfokus pada 10 program utama pengembangan dan pemanfaatan batubara dan dibuat secara terpadu untuk mendukung program riset, evaluasi keekonomian dan juga program komersialisasi kesepuluh program terpilih di atas. Kesepuluh program di atas adalah:

- 1. Program pengembangan potensi batubara untuk menghasilkan metanol dan DME melalui proses gasifikasi batubara**, terutama batubara kalori rendah. Produk metanol dan DME dapat digunakan sebagai sumber energi dan sumber bahan baku industri. Di samping itu, DME dapat menjadi substitusi LPG sehingga penggunaan DME dapat mengurangi ketergantungan terhadap LPG impor. Program ini juga dipilih secara khusus untuk mendukung industri DME dan metanol berbasis batubara yang saat ini telah mulai dikembangkan di Indonesia oleh beberapa badan usaha. *Road map* pengembangan dibuat dengan tujuan mengawal proses pembangunan industri DME dan metanol berbasis batubara sehingga sampai pada tahapan komersialisasi dengan produksi yang mendukung pemenuhan kebutuhan dalam negeri.
- 2. Program pengembangan batubara untuk menghasilkan SNG, amonia, dan hidrogen.** Program ini dipilih dengan pertimbangan pasokan gas alam di region Sumatra dan Kalimantan yang mulai menurun dan daerah tersebut memiliki potensi sumber daya batubara paling besar. Melalui program ini, batubara kalori rendah di Sumatra dan Kalimantan yang memiliki nilai keekonomian rendah direncanakan untuk dapat dikonversi menjadi SNG, amonia, dan hidrogen yang memiliki nilai

keekonomian lebih tinggi, khususnya untuk memenuhi kebutuhan gas pada kedua region di atas. Di samping pemenuhan kebutuhan energi, produk amonia juga dapat digunakan sebagai bahan baku pupuk yang mendukung pengembangan potensi agroindustri di Indonesia.

- 3. Program pengembangan batubara untuk menghasilkan bahan bakar melalui pencairan batubara (*coal liquefaction*).** Program ini dipilih dengan pertimbangan optimalisasi potensi batubara Indonesia melalui penyediaan bahan bakar gasoline dari batubara. Saat ini, sebagian besar kebutuhan gasoline Indonesia masih dipenuhi dari impor sehingga produk pencairan batubara menjadi gasoline dapat mengurangi ketergantungan pada produk gasoline impor.
- 4. Program pengembangan batubara melalui briket batubara-biomassa untuk PLTU dan briket batubara terkarbonisasi untuk industri kecil/UMKM.** Pemilihan program pengembangan bio briket dilakukan untuk mendukung capaian EBT dalam bauran energi melalui implementasi *co-firing* briket bio-coal. Dibandingkan penggunaan hanya batubara, penggunaan briket bio-coal lebih ramah lingkungan karena biomassa dapat ditanam kembali dan menyerap CO₂ dari atmosfer sementara itu penggunaan briket terkarbonisasi untuk industri kecil sebagai sumber panas ditengarai mempunyai efisiensi lebih tinggi (emisi CO₂ lebih rendah) dibandingkan penggunaan pemanas listrik. Briket tersebut juga dapat diproduksi pada skala kecil dengan teknologi sederhana dan biaya yang relatif murah sehingga dapat dimanfaatkan untuk mendukung UMKM.
- 5. Program pengembangan batubara metalurgi** dipilih dengan pertimbangan bahwa Indonesia memiliki potensi tidak hanya batubara termal yang selama ini digunakan pada pembangkit listrik, tetapi juga memiliki potensi batubara metalurgi. Batubara metalurgi memiliki harga yang relatif lebih tinggi dari pada batubara termal dan dibutuhkan dalam industri baja dan pemurnian logam *non-ferro*. Potensi batubara metalurgi Indonesia belum terinventarisasi dengan baik, sebagian besar juga masih dijual sebagai batubara termal, sehingga berpotensi mengurangi pendapatan negara. Program pengembangan potensi batubara metalurgi terfokus pada karakterisasi sifat metalurgi batubara kalori tinggi dan inventarisasi jumlah sumber daya dan cadangan batubara metalurgi yang dimiliki Indonesia, dengan tujuan utama menyediakan kebutuhan batubara metalurgi dalam industri *smelter* dalam negeri. Pengembangan potensi batubara metalurgi juga mencakup pengembangan potensi bio kokas, yaitu pencampuran biomassa dan batubara kalori rendah untuk menghasilkan batubara semi kokas yang juga dapat dimanfaatkan dalam industri metalurgi. Pengembangan bio kokas merupakan salah satu alternatif untuk meningkatkan nilai keekonomian batubara yang sejalan dengan pengembangan EBT.
- 6. Pengembangan batubara melalui *upgrading* (*coal upgrading*).** Program ini dipilih sebagai salah satu program prioritas dalam *road map* dengan pertimbangan untuk meningkatkan nilai keekonomian batubara peringkat rendah. *Coal upgrading* menjadi salah satu jalan untuk meningkatkan nilai tambah batubara Indonesia yang harus didukung penguasaan teknologi *coal upgrading* yang kompetitif secara skala produksi dan keekonomian serta dukungan insentif dan kebijakan. *Road map* ini mengawal terlaksananya pengembangan batubara melalui *coal upgrading* untuk optimalisasi batubara peringkat rendah.
- 7. Program pengembangan produk material maju dan logam tanah jarang (LTJ) dari batubara.** Program ini dipilih dengan pertimbangan bahwa material maju dan LTJ adalah material yang sangat dibutuhkan dalam berbagai industri modern, termasuk diantaranya industri kesehatan, transportasi,



komunikasi, pertahanan keamanan, dan juga industri EBT. Material maju dan LTJ dapat diekstraksi dari batubara. *Road map* program ini dibuat untuk mengawal kegiatan riset dan komersialisasi potensi material maju dan LTJ dari batubara Indonesia sehingga mampu berkontribusi optimal untuk mendukung pembangunan nasional yang berkelanjutan.

8. Program pengembangan batubara untuk material agro industri. Batubara kalori rendah Indonesia memiliki potensi asam humat dan asam fulvat yang berdasarkan riset dapat digunakan sebagai pupuk berharga cukup tinggi. Ekstraksi asam humat dan asam fulvat dari batubara kalori rendah dapat meningkatkan nilai keekonomian batubara tersebut. Program pengembangan batubara untuk material agro industri terpilih secara khusus dengan pertimbangan bahwa Indonesia adalah negara agraris yang juga di satu sisi memiliki potensi batubara cukup signifikan. Seperti halnya program-program lainnya, *road map* program ini disusun untuk mengawal baik program riset maupun komersialisasi pengembangan batubara untuk material agro industri.

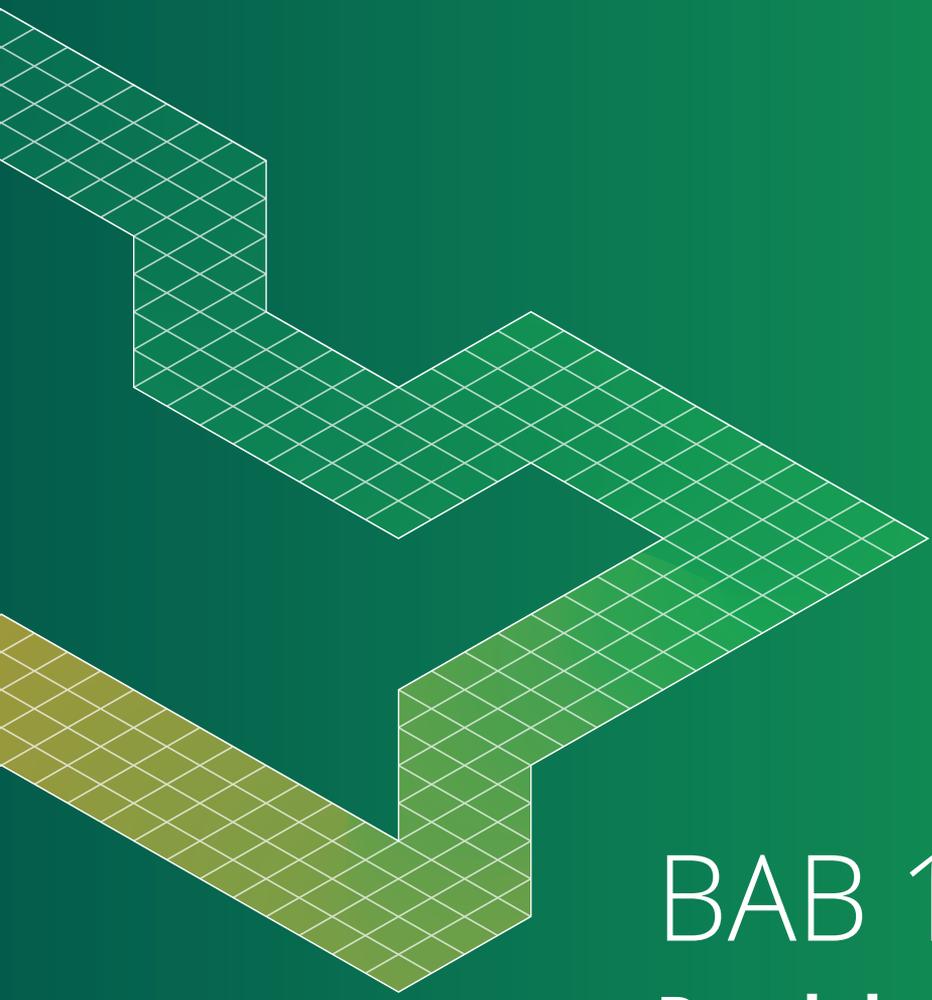
9. Pemanfaatan batubara untuk kelistrikan melalui infrastruktur *coal blending facility*, *cofiring* biomassa pada PLTU, dan optimalisasi pemanfaatan batubara dengan IGCC. Dengan jumlah cadangan batubara peringkat rendah yang cukup besar dan perlunya dukungan untuk menjaga ketahanan energi, maka program pemanfaatan batubara sangat strategis. Pemanfaatan batubara untuk kelistrikan, dapat ditempuh melalui penyiapan infrastruktur *coal blending facility* sehingga batubara peringkat rendah yang tidak sesuai dengan spesifikasi PLTU dapat dimanfaatkan. Kemudian, *cofiring* biomassa memiliki potensi untuk dapat diterapkan sesuai dengan tuntutan penurunan emisi karbon dari batubara. Untuk mengurangi dampak lingkungan, perlu dilakukan upaya penyiapan teknologi IGCC pada pembangkit listrik dari batubara sehingga batubara peringkat rendah tetap dapat dimanfaatkan dan sekaligus mengurangi emisi karbon.

10. Penerapan CCS/CCUS pada fasilitas pengembangan dan pemanfaatan batubara. Salah satu tantangan terbesar dalam pemanfaatan batubara adalah emisi CO₂ yang dihasilkan dari proses pembakaran batubara. Untuk tetap dapat memanfaatkan batubara tetapi dengan menjawab isu terkait emisi CO₂, teknologi CCS-CCUS pada periode tertentu harus mulai diterapkan pada pembangkit listrik maupun industri hilirisasi yang menghasilkan emisi CO₂. *Road map* dibuat untuk mengawal langkah terukur dalam pengurangan emisi CO₂ melalui penerapan CCS/CCUS pada pembangkit listrik dan proyek hilirisasi batubara sesuai dengan target penurunan emisi CO₂ nasional.

Sejalan dengan *Grand Strategy* Energi Nasional (GSEN) dan komitmen Indonesia terhadap *net zero emission*, tim penyusun merekomendasikan program prioritas pada periode 2021-2025 adalah sebagai berikut:

1. Pembangunan industri gasifikasi batubara untuk menghasilkan produk metanol dan DME untuk substitusi impor;
2. Penyiapan penerapan CCS/CCUS pada fasilitas pengembangan dan pemanfaatan batubara;
3. Pengembangan batubara kokas atau semikokas untuk industri metalurgi dalam negeri; dan
4. Penyiapan data dan kelitbangannya pengembangan batubara untuk material maju.

Sebagai penutup, *road map* yang telah disusun dapat berkembang sesuai dengan kebutuhan nasional. Tinjauan ulang dan evaluasi pelaksanaan *road map* perlu dilakukan secara berkala untuk memastikan bahwa setiap program dan kegiatan dalam *road map* dapat terlaksana dengan baik.



BAB 1

Pendahuluan



Latar Belakang

Indonesia tercatat sebagai salah satu negara penghasil batubara terbesar di dunia. Bersama Tiongkok dan Australia, Indonesia menjadi negara yang memiliki cadangan terbukti batubara terbesar di kawasan Asia-Pasifik. Total cadangan terbukti batubara Indonesia terhadap seluruh dunia adalah 3,7%¹. Dari aspek produksi, pada tahun 2019 Indonesia menyumbang 9,0% produksi batubara dunia dengan konsumsi batubara hanya 2,2% terhadap konsumsi batubara dunia. Hal ini menunjukkan bahwa pemanfaatan batubara di dalam negeri untuk keperluan energi dan non-energi memiliki peluang pemanfaatan yang sangat besar di masa mendatang mengingat konsumsi batubara dalam negeri masih jauh lebih kecil dibandingkan kapasitas produksi batubara Indonesia.

Berdasarkan data Badan Geologi Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) tahun 2020, Indonesia memiliki total sumber daya batubara sebesar 143,73 miliar ton dengan cadangan batubara mencapai 38,80 miliar ton. Sebagian besar batubara Indonesia berupa batubara dengan kualitas rendah dan sedang yang memiliki nilai keekonomian lebih rendah dibandingkan batubara kalori tinggi. Program peningkatan nilai tambah atau hilirisasi batubara diharapkan mampu meningkatkan nilai keekonomian kedua jenis batubara tersebut.

Tantangan industri batubara ke depan memang tidaklah mudah. Saat ini batubara menghadapi berbagai tekanan terutama dari aspek isu dampak negatif terhadap lingkungan dan sulitnya mendapat dukungan untuk pendanaan proyek batubara. Kedua tantangan utama ini dapat berdampak pada turunnya pasar batubara Indonesia yang saat ini masih didominasi untuk penjualan pasar ekspor.

Di sisi lain, pemerintah tengah mendorong kebijakan pengembangan dan pemanfaatan batubara dalam rangka meningkatkan nilai tambah batubara dalam negeri. Semangat hilirisasi batubara diharapkan mampu menciptakan keunggulan komparatif dan kompetitif batubara serta berbagai produk turunannya. Produk-produk turunan batubara diharapkan secara keekonomian mampu bersaing dengan minyak dan gas bumi sehingga bisa diandalkan untuk substitusi impor yang pada akhirnya dapat menghemat devisa negara dan meningkatkan kompetensi dalam negeri di bidang batubara.

Untuk mendorong program hilirisasi batubara dengan memperhatikan tantangan yang ada, perlu disiapkan program dan langkah strategis optimalisasi pemanfaatan batubara dalam negeri dengan penerapan teknologi ramah lingkungan (*clean coal technology*). Oleh karena itu, tim Penyusun *Road Map* Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara Nasional mempersiapkan laporan ini sebagai landasan pengambilan kebijakan dan arah industri berbasis batubara dalam kurun waktu 25 tahun ke depan.

Tujuan

Laporan ini disusun dengan tujuan:

1. menghasilkan usulan/rekomendasi program pengembangan dan pemanfaatan batubara dalam negeri beserta road map-nya (2021 s.d. 2045) untuk optimalisasi pemanfaatan batubara dalam rangka meningkatkan ketahanan energi dan memenuhi kebutuhan industri dalam negeri; dan
2. memberikan saran tindak lanjut pelaksanaan road map pengembangan dan pemanfaatan batubara.

¹ *Statistical Review of World Energy 2020, 69th Edition.*

Ruang Lingkup

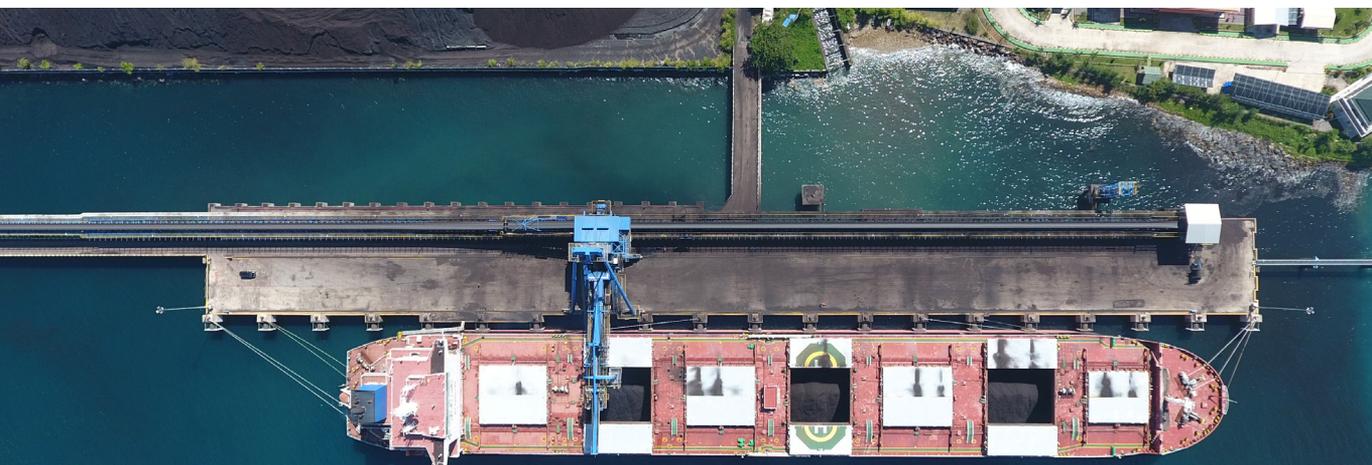
Ruang lingkup *Road Map* Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara meliputi penyusunan arah, program, dan strategi kegiatan pengembangan dan pemanfaatan batubara 2021 s.d. 2045. Bentuk pengembangan dan pemanfaatan batubara mencakup sektor energi, non-energi, dan pemanfaatan batubara ramah lingkungan.

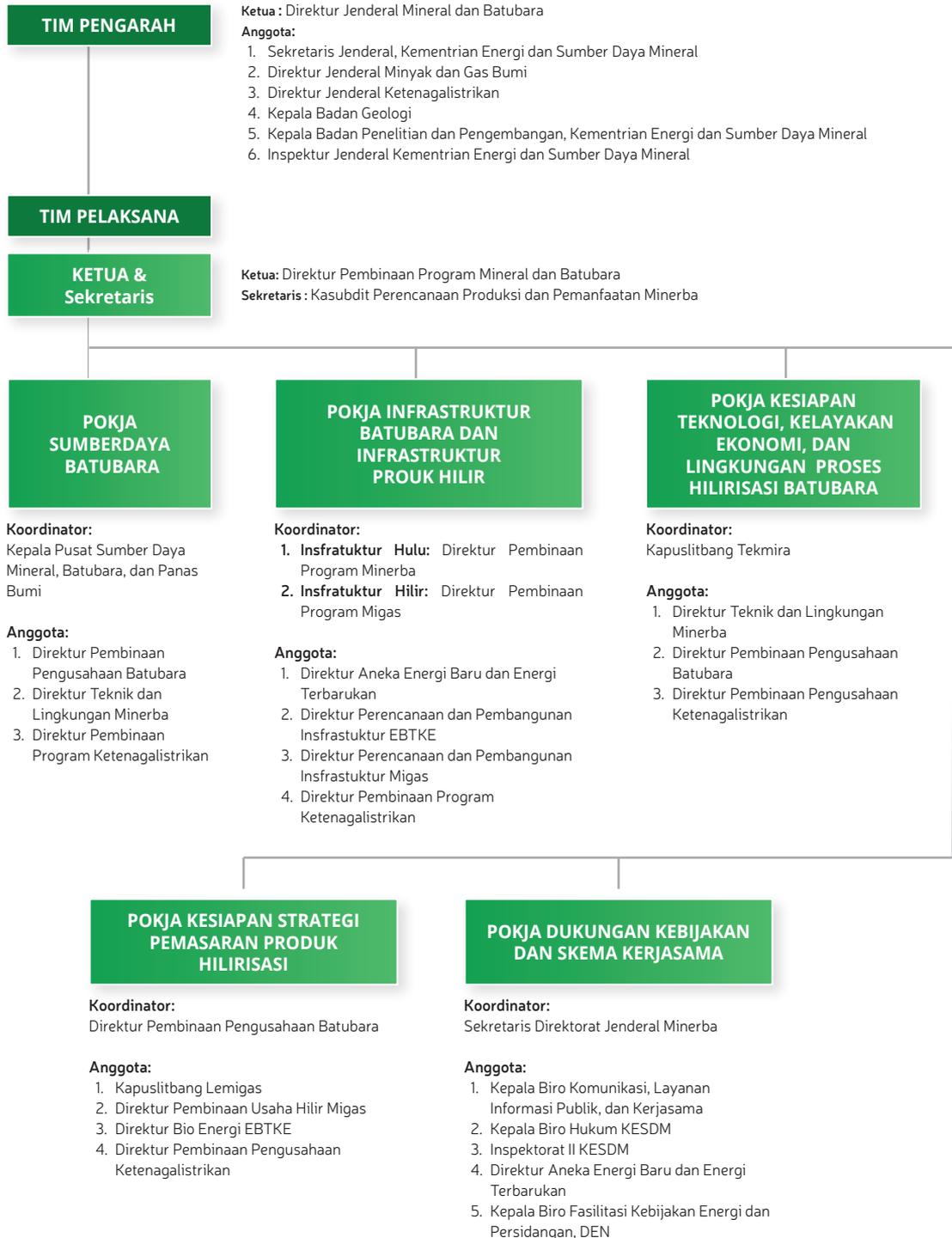
Metodologi Penyusunan *Road Map*

Dalam rangka menyusun *Road Map* Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara, tim penyusun menempuh langkah sebagai berikut:

1. Melakukan kajian terhadap kebijakan energi yang telah disusun oleh Dewan Energi Nasional (DEN) untuk menyelaraskan kebijakan energi nasional dengan kebijakan dan strategi pemanfaatan batubara di masa mendatang.
2. Meninjau sumber pustaka mengenai industri batubara dalam negeri, sumber daya dan cadangan batubara, serta kebijakan yang berhubungan dengan batubara.
3. Melakukan inventarisasi teknologi terkini pemanfaatan batubara yang berorientasi pada peningkatan nilai tambah batubara dan penggunaan batubara ramah lingkungan.
4. Melakukan pengolahan data dari sumber internal maupun eksternal untuk merumuskan usulan kebijakan dan strategi pengembangan dan pemanfaatan batubara.
5. Melakukan diskusi intensif dengan berbagai ahli di lingkungan Kementerian ESDM dan peneliti dari berbagai perguruan tinggi untuk memperoleh pandangan yang lebih komprehensif mengenai pengembangan dan pemanfaatan batubara.
6. Menyusun *road map* pengembangan dan pemanfaatan batubara ke dalam beberapa program tematik untuk memudahkan mengevaluasi pencapaian road map dan pengembangan lebih lanjut dari masa ke masa.

Tim Penyusun *Road Map* Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara ditetapkan oleh Menteri ESDM melalui Kepmen ESDM RI No 151K/73/MEM/2020 tentang Tim Penyusunan *Road Map* Pengembangan dan/atau Pemanfaatan Batubara Nasional tanggal 10 Agustus 2020. Berikut adalah susunan lengkap tim penyusun yang dimaksud.





Gambar 1.1. Susunan Tim Penyusun Road Map Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara



BAB 2

Kebijakan Batubara Nasional



Batubara dalam Kebijakan Mineral dan Batubara Nasional

Batubara dalam Undang-Undang Minerba

Dalam nomenklatur Undang-Undang Nomor 4 Tahun 2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batubara, kegiatan hilirisasi batubara diatur dengan menggunakan istilah 'Peningkatan Nilai Tambah (PNT)' batubara. Sedangkan dalam Undang-Undang Nomor 3 Tahun 2020 tentang Perubahan atas UU No. 4 Tahun 2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batubara (UU Minerba), istilah 'pengembangan dan/atau pemanfaatan batubara' digunakan untuk menggantikan istilah hilirisasi/PNT batubara.

UU Minerba mengamanatkan bahwa pemegang IUP (Izin Usaha Pertambangan) atau IUPK (Izin Usaha Pertambangan Khusus) pada tahap kegiatan operasi produksi dapat melakukan pengembangan dan/atau pemanfaatan batubara (Pasal 102 ayat 2). Selain itu pemegang IUP atau IUPK pada tahap kegiatan operasi produksi dapat melakukan kerja sama pengembangan dan/atau pemanfaatan batubara dengan pemegang IUP atau IUPK lain pada tahap kegiatan operasi produksi, atau pihak lain yang melakukan kegiatan pengembangan dan/atau pemanfaatan batubara (Pasal 104 ayat 2). Dalam konteks IUP dan IUPK batubara pada tahapan operasi produksi, pemegang IUP operasi produksi dapat, tetapi tidak wajib melakukan kerja sama hilirisasi batubara dengan pemegang IUP atau IUPK lain, atau pihak lain yang melakukan hilirisasi batubara.

Dalam penjelasan Pasal 102, yang dimaksud pengembangan batubara antara lain dapat berupa:

- a. peningkatan mutu batubara (*coal upgrading*);
- b. pembuatan briket batubara (*coal briquetting*);
- c. pembuatan kokas (*coking*);
- d. pencairan batubara (*coal liquefaction*);
- e. gasifikasi batubara (*coal gasification*) termasuk *underground coal gasification* (UCG);
- f. campuran batubara-air (*coal slurry/coal water mixture*).

Sedangkan pemanfaatan batubara antara lain dilakukan dengan membangun sendiri Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) di mulut tambang.

Dalam UU Minerba, kegiatan pengembangan dan/atau pemanfaatan batubara juga menjadi salah satu persyaratan untuk diberikannya jaminan kelanjutan izin operasi menjadi IUPK bagi pemegang KK/ PKP2B yang sudah habis masa operasi/kontraknya (pasal 169A). Lebih lanjut, dalam pasal 169A ayat 4 disebutkan bahwa dalam melakukan perpanjangan tersebut, pemegang IUPK sebagai kelanjutan operasi kontrak/perjanjian untuk komoditas tambang batubara wajib melaksanakan kegiatan pengembangan dan/atau pemanfaatan batubara di dalam negeri sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.

Batubara dalam UU Cipta Kerja

Untuk mendorong percepatan hilirisasi batubara dalam rangka mendukung kelayakan keekonomian proyek hilirisasi batubara, Undang-Undang Nomor 11 Tahun 2020 tentang Cipta Kerja (UU Cipta Kerja) pada pasal 39 mengamanatkan bahwa pelaku usaha yang melakukan peningkatan nilai tambah batubara dapat diberikan perlakuan tertentu terhadap kewajiban penerimaan negara berupa pengenaan royalti sebesar 0%.



Ketentuan lebih lanjut mengenai pengenaan royalti sebesar 0% untuk pelaku usaha yang melakukan peningkatan nilai tambah batubara tertuang dalam Peraturan Pemerintah Nomor 25 Tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Bidang Energi dan Sumber Daya Mineral. Secara umum, pengenaan royalti sebesar 0% tersebut diberikan dengan mempertimbangkan kemandirian energi dan pemenuhan kebutuhan bahan baku industri (Pasal 3 ayat 1). Lebih lanjut dijelaskan bahwa pengenaan royalti 0% hanya berlaku terhadap volume batubara yang digunakan dalam kegiatan peningkatan nilai tambah batubara (Pasal 3, ayat 3), sedangkan ketentuan mengenai besaran, persyaratan, dan tata cara pengenaan royalti sebesar 0% akan diatur dalam Peraturan Menteri.

Batubara dalam Kebijakan Energi Nasional

Batubara dalam UU Energi

Undang-Undang No 30 Tahun 2007 tentang Energi (UU Energi) mengamanatkan pengelolaan energi dalam rangka mendukung pembangunan nasional secara berkelanjutan dan meningkatkan ketahanan energi nasional, tujuan agar tercapainya kemandirian pengelolaan energi, terjaminnya ketersediaan energi di dalam negeri untuk pemenuhan kebutuhan energi dalam negeri, kebutuhan bahan baku industri dalam negeri, dan peningkatan devisa negara. Batubara sebagai salah satu sumber daya energi fosil yang dikuasai oleh negara dan dimanfaatkan untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat perlu dikelola untuk mencapai tujuan tersebut.

UU Energi ini juga mengamanatkan pemerintah untuk menetapkan Kebijakan Energi Nasional (KEN) dengan persetujuan DPR dan menyusun Rencana Umum Energi Nasional (RUEN) berdasarkan KEN dengan mengikutsertakan pemerintah daerah dan memperhatikan pendapat dan masukan dari masyarakat. Sesuai UU Energi, KEN memuat ketentuan ketersediaan energi untuk kebutuhan nasional dan pemanfaatan sumber daya energi nasional yang salah satunya sumber daya batubara nasional.

Pemanfaatan energi dalam hal ini batubara dilakukan dengan:

- mengoptimalkan seluruh potensi sumber daya;
- mempertimbangkan aspek teknologi, sosial, ekonomi, konservasi, dan lingkungan; dan
- memprioritaskan pemenuhan kebutuhan masyarakat dan peningkatan kegiatan ekonomi di daerah penghasil sumber batubara.

Batubara dalam Kebijakan Energi Nasional dan Rencana Umum Energi Nasional (RUEN)

Pada tahun 2014 pemerintah telah menetapkan Peraturan Pemerintah (PP) Nomor 79 Tahun 2014 Tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN). Kebijakan ini merupakan tindak lanjut dari amanah UU No. 30 Tahun 2007 tentang Energi, khususnya pasal 11 mengenai Kebijakan Energi Nasional. Kebijakan pengelolaan energi tersebut disusun berdasarkan prinsip berkeadilan, berkelanjutan, dan berwawasan lingkungan guna terciptanya kemandirian energi dan ketahanan energi nasional. KEN berfungsi sebagai pedoman untuk memberi arah pengelolaan kemandirian energi dan ketahanan energi guna mendukung pembangunan nasional yang berkelanjutan.

Dalam rangka mencapai kemandirian energi dan ketahanan energi nasional tersebut, prinsip yang digunakan untuk mewujudkannya adalah sebagai berikut:

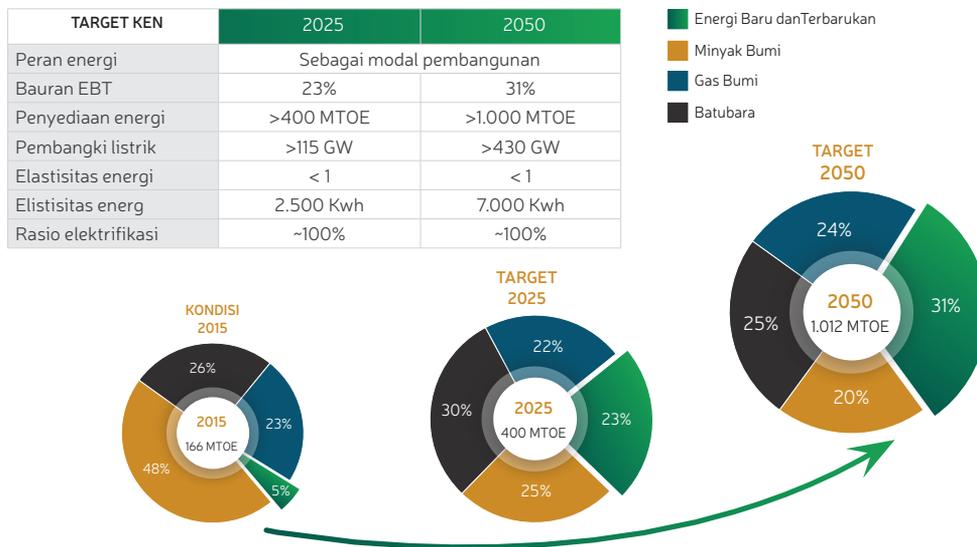


1. sumber daya energi tidak dijadikan sebagai komoditas ekspor semata tetapi sebagai modal pembangunan nasional;
2. kemandirian pengelolaan energi;
3. ketersediaan energi dan terpenuhinya kebutuhan sumber energi dalam negeri;
4. pengelolaan sumber daya energi secara optimal, terpadu, dan berkelanjutan;
5. pemanfaatan energi secara efisien di semua sektor;
6. akses untuk masyarakat terhadap energi secara adil dan merata;
7. pengembangan kemampuan teknologi, industri energi, dan jasa energi dalam negeri agar mandiri dan meningkatkan kapasitas sumber daya manusia;
8. terciptanya lapangan kerja; dan
9. terjaganya kelestarian fungsi lingkungan hidup.

Sasaran KEN adalah agar sumber energi dan/atau sumber daya energi ditujukan untuk modal pembangunan guna sebesar-besarnya kemakmuran rakyat, dengan cara mengoptimalkan pemanfaatannya bagi pembangunan ekonomi nasional, penciptaan nilai tambah di dalam negeri, dan penyerapan tenaga kerja.

Lebih lanjut, sasaran penyediaan dan pemanfaatan energi primer (Gambar 2.1), antara lain:

- a. terpenuhinya penyediaan energi primer pada tahun 2025 sekitar 400 MTOE (*million tonnes of oil equivalent*) dan pada tahun 2050 sekitar 1.000 MTOE;
- b. tercapainya pemanfaatan energi primer per kapita pada tahun 2025 sekitar 1,4 TOE (*tonnes of oil equivalent*) dan pada tahun 2050 sekitar 3,2 TOE;



Sumber: PP Nomor 79 Tahun 2014

Gambar 2.1. Sasaran KEN Periode 2015-2050

Dalam pemenuhan penyediaan energi dan pemanfaatan energi, diperlukan pencapaian sasaran KEN, antara lain:

- a. terwujudnya paradigma baru bahwa sumber energi merupakan modal pembangunan nasional;
- b. tercapainya bauran energi primer yang optimal (Gambar 2.1):



1. pada tahun 2025 peran Energi Baru dan Energi Terbarukan paling sedikit 23% (dua puluh tiga persen) dan pada tahun 2050 paling sedikit 31% (tiga puluh satu persen) sepanjang keekonomiannya terpenuhi;
2. pada tahun 2025 peran minyak bumi kurang dari 25% (dua puluh lima persen) dan pada tahun 2050 menjadi kurang dari 20% (dua puluh persen);
3. pada tahun 2025 peran batubara minimal 30% (tiga puluh persen), dan pada tahun 2050 minimal 25% (dua puluh lima persen); dan
4. pada tahun 2025 peran gas bumi minimal 22% (dua puluh dua persen) dan pada tahun 2050 minimal 24% (dua puluh empat persen).

Salah satu kebijakan utama KEN mengenai ketersediaan energi untuk kebutuhan nasional yang dapat dipenuhi dengan:

- a. meningkatkan eksplorasi sumber daya, potensi dan/atau cadangan terbukti energi, baik dari jenis fosil maupun energi baru dan energi terbarukan;
- b. meningkatkan produksi energi dan sumber energi dalam negeri dan/atau dari sumber luar negeri;
- c. meningkatkan keandalan sistem produksi, transportasi, dan distribusi penyediaan energi;
- d. mengurangi ekspor energi fosil secara bertahap terutama gas dan batubara serta menetapkan batas waktu untuk memulai menghentikan ekspor;
- e. mewujudkan keseimbangan antara laju penambahan cadangan energi fosil dengan laju produksi maksimum; dan
- f. memastikan terjaminnya daya dukung lingkungan hidup untuk menjamin ketersediaan sumber energi air dan panas bumi.

Kebijakan utama KEN dalam menentukan prioritas pengembangan energi dilakukan melalui, antara lain:

- a. pengembangan energi dengan mempertimbangkan keseimbangan keekonomian energi, keamanan pasokan energi, dan pelestarian fungsi lingkungan hidup;
- b. pengembangan energi dan sumber daya energi diprioritaskan untuk memenuhi kebutuhan energi dalam negeri; dan
- c. pengembangan industri dengan kebutuhan energi yang tinggi diprioritaskan di daerah yang kaya sumber daya energi.

Dalam rangka mewujudkan keseimbangan keekonomian energi, prioritas pengembangan energi nasional didasarkan pada salah satu prinsip untuk menggunakan batubara sebagai andalan pasokan energi nasional.

Kebijakan utama terkait pemanfaatan sumber daya energi nasional dilaksanakan oleh pemerintah dan/atau pemerintah daerah mengacu pada strategi, antara lain:

- a. pemanfaatan sumber energi batubara untuk ketenagalistrikan dan industri;
- b. pemanfaatan sumber daya energi nasional diutamakan untuk memenuhi kebutuhan energi dan bahan baku; dan
- c. prioritas pemanfaatan sumber energi nasional dilakukan berdasarkan pertimbangan menyeluruh atas kapasitas, kontinuitas, dan keekonomian serta dampak lingkungan hidup.

Pemerintah dan/atau pemerintah daerah sesuai dengan kewenangannya wajib melaksanakan diversifikasi energi untuk meningkatkan konservasi sumber daya energi dan ketahanan energi nasional dan/atau daerah. Diversifikasi energi dilaksanakan antara lain paling sedikit melalui:



- a. peningkatan pemanfaatan batubara kualitas rendah untuk pembangkit listrik tenaga uap mulut tambang, batubara tergasakan (*gasified coal*), dan batubara tercairkan (*liquified coal*); dan
- b. peningkatan pemanfaatan batubara kualitas menengah dan tinggi untuk pembangkit listrik dalam negeri.

Pengembangan dan penguatan infrastruktur energi serta akses untuk masyarakat terhadap energi salah satunya dilakukan dengan cara mengembangkan infrastruktur pendukung industri batubara yang meliputi transportasi, *stockpiling*, dan *blending* untuk mewujudkan pasar yang efisien dan dapat menyuplai kebutuhan dalam negeri secara terus menerus.

Pemerintah mendorong dan memperkuat berkembangnya industri energi dalam rangka mempercepat tercapainya sasaran penyediaan energi dan pemanfaatan energi, penguatan perekonomian nasional dan penyerapan lapangan kerja. Penguatan perkembangan industri energi, antara lain pemberian kesempatan lebih besar kepada perusahaan nasional dalam pengelolaan minyak, gas bumi, dan batubara.

Pemerintah dan/atau pemerintah daerah melakukan penguatan kelembagaan untuk memastikan tercapainya tujuan dan sasaran penyediaan energi dan pemanfaatan energi. Salah satu upaya penguatan kelembagaan dilakukan dengan menyempurnakan sistem kelembagaan dan layanan birokrasi pemerintah dan pemerintah daerah dan peningkatan koordinasi antar lembaga di bidang energi guna mempercepat pengambilan keputusan, proses perizinan, dan pembangunan infrastruktur energi.

Batubara dalam Bauran Energi Primer

Energi mempunyai peran penting dan strategis untuk pencapaian tujuan sosial, ekonomi, dan lingkungan hidup dalam pembangunan nasional berkelanjutan. Kebutuhan energi diperkirakan terus meningkat sebagai konsekuensi dari pertumbuhan ekonomi dan pertambahan jumlah penduduk. Oleh karena itu, pengelolaan energi dilaksanakan dengan sebaik-baiknya agar dapat memenuhi jaminan pasokan energi baik untuk kebutuhan saat ini maupun di masa mendatang. Pengelolaan energi, khususnya pengelolaan sumber daya energi, belum optimal untuk memenuhi kebutuhan energi di dalam negeri. Sebagian energi primer masih dialokasikan untuk ekspor guna menghasilkan devisa negara dan sumber penerimaan dalam APBN. Akibatnya, kebutuhan di dalam negeri baik sebagai bahan bakar maupun bahan baku industri masih belum terpenuhi secara optimal sebagaimana diamanatkan dalam Pasal 33 Undang-Undang Dasar Negara Republik Indonesia Tahun 1945.

Paradigma pengelolaan energi yang selama ini berjalan menempatkan sumber daya energi sebagai komoditi ekspor untuk menghasilkan devisa. Kondisi ini mengakibatkan pasokan energi dalam negeri tidak terjamin dengan baik, peningkatan nilai tambah tidak optimal, dan hilangnya peluang penciptaan lapangan kerja baru sehingga menjadi salah satu sumber penghambat pertumbuhan perekonomian. Oleh karena itu, paradigma kebijakan pengelolaan energi perlu diubah dengan menjadikan energi sebagai modal pembangunan nasional.

Sasaran penyediaan dan pemanfaatan energi primer dan energi final diperoleh dengan memproyeksikan kebutuhan energi nasional sampai dengan tahun 2050. Proyeksi kebutuhan energi tersebut dilakukan dengan memperhitungkan parameter yang berpengaruh serta asumsi yang relevan. Dalam membuat proyeksi kebutuhan energi sampai dengan tahun 2050, parameter utama yang digunakan adalah pertumbuhan ekonomi dan pertumbuhan penduduk.

Proyeksi kebutuhan energi juga memperhitungkan potensi penghematan penggunaan energi di masa mendatang baik di sisi pemanfaatan (*demand side*) maupun di sisi penyediaan energi (*supply side*)



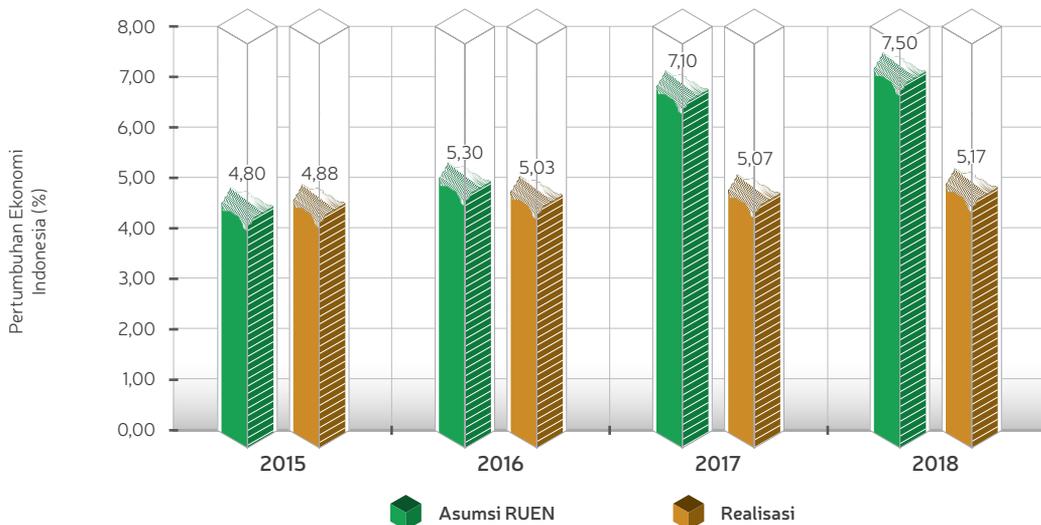
sebagai akibat dari kemajuan teknologi efisiensi berupa mesin atau peralatan energi serta tumbuhnya kesadaran masyarakat untuk melakukan penghematan energi. Kebutuhan Energi sampai dengan tahun 2050 disusun dengan memproyeksikan Indonesia akan menjadi sebuah kekuatan ekonomi baru (*emerging economy*) pada tahun 2025 dan menjadi negara maju baru pada tahun 2050.

Tabel 2.1. Perkembangan Target dan Capaian Penyediaan Pasokan Energi Primer 2015-2019

Sasaran KEN	Unit	2015		2016		2017		2018		2019*	
		Target	Capaian								
EBT	MTOE	20,29	8,03	22,80	11,47	25,51	11,84	28,93	17,55	32,75	20,04
Minyak Bumi	MTOE	75,73	84,79	76,48	70,04	77,78	79,45	79,35	79,66	81,46	73,56
Gas Bumi	MTOE	43,05	38,56	45,95	38,80	49,45	38,52	53,19	40,36	56,54	44,09
Batubara	MTOE	67,64	51,04	73,54	53,24	80,72	57,05	88,47	67,67	97,64	81,39
Total	MTOE	206,7	182,4	218,8	173,6	233,5	186,7	249,9	205,3	268,4	219,1
EBT	%	9,82	4,40	10,42	6,61	10,93	6,34	11,58	8,55	12,20	9,15
Minyak Bumi	%	36,64	46,48	34,96	40,36	33,32	42,52	31,75	38,81	30,35	33,58
Batubara	%	32,72	27,98	33,63	30,68	34,58	30,53	35,40	32,97	36,38	37,15
Gas Bumi	%	20,83	21,14	21,01	22,36	21,18	20,61	21,28	19,66	21,06	20,13

Sumber: Buku Bauran Energi Nasional 2020, Setjen DEN

Namun dalam perkembangan 5 tahun terakhir (2015-2019), capaian sasaran penyediaan dan pemanfaatan energi tidak sesuai dengan target KEN seperti ditunjukkan dalam Tabel 2.1. Pertumbuhan rata-rata pasokan energi primer sekitar 4,7% per tahun. Capaian ini lebih rendah dari target yang diproyeksikan dalam 5 tahun terakhir sekitar 7% per tahun. Perbedaan capaian tersebut dipengaruhi oleh perbedaan tingkat pertumbuhan ekonomi, antara asumsi proyeksi KEN dan RUEN dengan realisasi terutama mulai tahun 2017 hingga 2019 (Gambar 2.2).



Sumber: BPS dan RUEN (diolah)

Gambar 2.2. Perbandingan Pertumbuhan Ekonomi Asumsi KEN/RUEN dengan Realisasi



Pangsa batubara dalam bauran energi primer mendominasi dan terus naik hingga mencapai 37,15%. Sementara itu, gas bumi yang diproyeksikan dapat menggantikan minyak bumi berada di kisaran 20%, bahkan porsinya cenderung turun bila dibandingkan dengan tahun 2015-2017. Meskipun, pangsa minyak bumi cenderung turun hingga mencapai 33,58%. Sedangkan porsi EBT cenderung meningkat dan diharapkan mampu mencapai target 23% dalam bauran energi primer di tahun 2025.

Sebagian besar pasokan batubara selama periode 2015-2019 dimanfaatkan langsung untuk pembangkit listrik dan sektor industri. Periode berikutnya diproyeksikan, pemanfaatan batubara meningkat baik jumlah dan nilai tambahnya. Batubara dapat diproses menjadi *syngas* (melalui gasifikasi batubara), metanol, *dimethyl ether*, dan briket. Potensi pemanfaatannya antara lain pada sektor rumah tangga, industri, dan komersial.

Batubara dalam *Grand Strategy Energi Nasional*

Selama periode 2015-2019, konsumsi energi terus meningkat seiring dengan kemajuan teknologi, gaya hidup, pertumbuhan penduduk, dan pertumbuhan ekonomi. Penurunan konsumsi energi selama masa pandemi Covid-19 diperkirakan hanya sementara dan akan kembali meningkat pada kondisi normal baru. Dalam rangka pemenuhan kebutuhan energi nasional, pemerintah berkewajiban menyediakan energi dalam jumlah yang cukup, merata, terjangkau, dan dapat diakses oleh seluruh lapisan masyarakat, sehingga tercapai ketahanan energi dan kemandirian energi nasional.

Untuk menjamin ketersediaan energi yang cukup, kualitas yang baik, harga terjangkau dan ramah lingkungan dalam kurun waktu 2020-2040, pemerintah sedang menyusun *Grand Strategy Energi Nasional* (GSEN). GSEN merupakan kajian reviu perencanaan energi jangka panjang dalam hal ini RUEN yang saat ini sedang disusun oleh DEN dan KESDM untuk mengantisipasi adanya perubahan lingkungan strategis global terutama komitmen Indonesia dalam *Paris Agreement* terhadap perubahan iklim. Sedangkan perubahan lingkungan strategis nasional untuk menghadapi tantangan global tersebut juga meningkatnya kebutuhan energi dan keterbatasan kapasitas pasokan energi, antara lain: produksi minyak mentah (*crude*) turun, impor *crude* & BBM jenis gasoline meningkat, pemanfaatan EBT masih rendah, LPG masih impor, ekspor batubara tertekan, dan belum terintegrasinya infrastruktur gas dan listrik.

Mengingat peran penting batubara sebagai modal dasar pembangunan dan penggerak perekonomian termasuk dalam salah satu program strategis GSEN tersebut, yaitu mengembangkan produksi methanol, pupuk dan *syngas*, serta sinergi tambang batubara dengan *smelter*.





Batubara dalam RUKN

Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 mengamanatkan tentang perlunya pemerintah menyusun Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) yang disusun berdasarkan pada Kebijakan Energi Nasional (KEN). RUKN bertujuan untuk mengatur penyelenggaraan penyediaan tenaga listrik yang lebih merata, andal, dan berkelanjutan melalui perencanaan yang komprehensif.

Sementara itu pemanfaatan energi primer untuk pembangkit tenaga listrik sebagaimana diatur dalam Pasal 6 Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan dilaksanakan sesuai dengan KEN yang dituangkan di dalam Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional. Melalui peraturan pemerintah tersebut, Pemerintah menargetkan porsi energi baru dan energi terbarukan terus meningkat menjadi paling sedikit sebesar 23% pada tahun 2025 sepanjang nilai keekonomiannya terpenuhi. Untuk mencapai target pemanfaatan energi baru dan energi terbarukan tersebut diperlukan regulasi dan insentif yang lebih menarik.



Untuk mendukung target porsi energi baru dan energi terbarukan tersebut, diharapkan bauran energi baru dan energi terbarukan dalam pembangkitan tenaga listrik pada tahun 2025 dapat lebih tinggi dari 23%, sementara itu porsi gas sekitar 22%, BBM paling besar 0,4%, dan sisanya batubara paling besar 55%. Kemudian pada tahun 2038 diharapkan porsi energi baru dan energi terbarukan meningkat menjadi sekitar 28%, gas sekitar 25%, BBM paling besar 0,1%, dan sisanya batubara paling besar 47%.

Kebijakan Pemerintah dalam penyediaan tenaga listrik salah satunya adalah penyediaan tenaga listrik dengan harga yang wajar kepada masyarakat. Hal ini dilakukan dengan menekan BPP tenaga listrik setempat melalui efisiensi dalam biaya energi primer yang merupakan komponen terbesar dari BPP. Untuk mewujudkan hal tersebut, Pemerintah telah menerbitkan beberapa kebijakan terkait energi primer untuk pembangkit listrik salah satunya adalah Peraturan Menteri Energi Sumber Daya Mineral Nomor 19 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Batubara untuk Pembangkit Tenaga Listrik dan Pembelian Kelebihan Tenaga Listrik (*Excess Power*).

Peraturan tersebut bertujuan untuk meningkatkan pemanfaatan batubara secara optimal dalam pengembangan pembangkit listrik, serta meningkatkan peran *captive power* dalam menjaga ketersediaan daya listrik pada sistem ketenagalistrikan setempat. Selain itu, Peraturan Menteri ini mengatur pola harga patokan tertinggi (HPT) dalam pengadaan pembangkit listrik berbahan bakar batubara dan kelebihan tenaga listrik (*excess power*) serta menjaga BPP Pembangkitan setempat lebih efektif dan efisien, agar tarif tenaga listrik dapat lebih kompetitif.

Selain itu dalam upaya menjaga keamanan pasokan batubara untuk pembangkitan tenaga listrik diperlukan adanya kebijakan *Domestic Market Obligation* (DMO). Kebijakan DMO telah diatur di dalam Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 25 Tahun 2018 tentang Pengusahaan Pertambangan Mineral dan Batubara.

Kemudian dalam rangka mendukung pencapaian target bauran energi baru dan energi terbarukan, selain mendorong percepatan pembangunan pembangkit dari energi terbarukan, Pemerintah juga mendorong pencampuran (*blending*) biomassa dengan batubara sebagai bahan bakar bagi PLTU yang telah beroperasi dan mendorong peningkatan penerapan teknologi PLTU yang mendukung sistem *blending* dimaksud bagi PLTU yang akan dikembangkan.

Pemerintah juga menyadari bahwa pembakaran batubara menghasilkan emisi gas rumah kaca (GRK) yang relatif besar, sehingga diperlukan upaya penurunan emisi GRK yang bersumber dari PLTU batubara itu sendiri. Untuk itu Pemerintah mendorong program PLTU batubara dengan menggunakan teknologi rendah karbon atau teknologi HELE (*high efficiency, low emission*) seperti *boiler supercritical*, *ultra-supercritical* serta teknologi yang lebih efisien lainnya seperti *Circulating Fluidized Bed* (CFB) sehingga dapat mengurangi penggunaan batubara yang secara langsung juga akan mengurangi emisi GRK.

Selain itu dengan mulai berkembangnya pemanfaatan *coal bed methane* (CBM), Pemerintah berkeinginan untuk memanfaatkan gas non-konvensional ini apabila telah tersedia dalam jumlah yang cukup dan harga yang ekonomis. Lebih jauh lagi, Pemerintah juga mempertimbangkan penggunaan teknologi *Integrated Gasification Combined Cycle* (IGCC) dan *Carbon Capture and Storage* (CCS) untuk mengurangi emisi GRK secara signifikan, namun implementasinya menunggu setelah teknologi tersebut matang secara komersial.

Batubara dalam Kebijakan Industri

Untuk mengaplikasikan amanat Undang-Undang No. 3 tahun 2014 tentang Perindustrian, maka pada tahun 2014 Pemerintah menyusun Rencana Induk Pembangunan Industri Nasional (RIPIN) 2015 – 2035 yang kemudian ditetapkan dengan Peraturan Pemerintah No. 14 tahun 2015. RIPIN ini menjadi pedoman bagi pemerintah dan pelaku industri dalam perencanaan dan pembangunan industri.

Dalam RIPIN, batubara menjadi salah satu sumber daya dan sumber energi utama yang memegang peranan cukup penting. Dalam RIPIN, batubara masuk ke dalam industri prioritas sektor industri hulu. Adapun yang dimaksud industri hulu adalah industri prioritas yang bersifat sebagai basis industri manufaktur yang menghasilkan bahan baku yang dapat disertai perbaikan spesifikasi tertentu yang digunakan untuk industri hilirnya. Untuk mengembangkan industri hulu berbasis batubara, RIPIN mencanangkan pengembangan teknologi terkait berbasis batubara. Beberapa teknologi yang diperlukan antara lain teknologi gasifikasi batubara untuk produksi metanol dan amoniak, teknologi gasifikasi batubara/biomass ke *clean/green energy*, dan teknologi konversi dari batubara ke olefin dan amoniak.

Untuk mendukung pertumbuhan industri nasional yang ditargetkan, diperlukan penyediaan alternatif penggunaan energi dalam bentuk pemanfaatan dari listrik, gas, maupun batubara. Proyeksi kebutuhan energi berdasarkan jenis energi yang dibutuhkan oleh industri ditunjukkan pada tabel berikut.

Tabel 2.2. Proyeksi Kebutuhan Energi untuk Industri Tahun 2025-2035

No.	Jenis Energi	Tahun	
		2025	2035
1.	Listrik (GWh)	178.845	446.993
2.	Gas (Milyar MBTu)	782.691	1.559.831
3.	Batubara (ribu ton)	58.571	83.095

Sumber: Peraturan Pemerintah No. 14 Tahun 2015.

Batubara dalam Kebijakan Penurunan Emisi CO₂ Nasional

Pada tahun 2010, Pemerintah Indonesia mencanangkan target penurunan emisi gas rumah kaca (GRK) sebesar 26% di tahun 2020, dan sampai dengan 41% apabila terdapat dukungan internasional, dibandingkan terhadap skenario *business as usual* di tahun 2020. Pasca-2020, Indonesia merencanakan untuk meningkatkan target melebihi komitmen saat ini. Mengacu pada kajian terbaru mengenai tingkat emisi GRK, Indonesia telah menetapkan target *unconditional* sebesar 29% dan target *conditional* sampai dengan 41% dibandingkan skenario *business as usual* di tahun 2030. Untuk mencapai target tersebut, pemerintah mengeluarkan *Nationally Determined Contribution* (NDC) Indonesia. Melalui NDC, pemerintah menguraikan transisi Indonesia menuju masa depan yang rendah emisi dan berketahanan iklim.

Menurut dokumen *Second National Communication* tahun 2010, emisi GRK Indonesia diperkirakan sebesar 1,8 GtCO₂e di tahun 2005. Angka ini menunjukkan peningkatan sebesar 0,4 GtCO₂e dibandingkan tahun 2000. Sumber emisi paling besar (63%) berasal dari kegiatan alih guna lahan serta



kebakaran hutan dan lahan gambut, sedangkan konsumsi bahan bakar minyak menyumbang emisi GRK sebesar 19% dari total emisi. Berdasarkan dokumen First Biennial Update Report (BUR) yang telah disampaikan kepada The United Nations Frameworks Conventions on Climate Change (UNFCCC) pada bulan Januari 2016, emisi GRK nasional adalah sebesar 1,453 GtCO₂e di tahun 2012, yang menunjukkan peningkatan sebesar 0,452 GtCO₂e dari tahun 2000. Sektor utama yang berkontribusi mengeluarkan emisi adalah sektor *land-use change and forestry* (LUCF) termasuk kebakaran gambut (47,8%) dan sektor energi (34,9%).

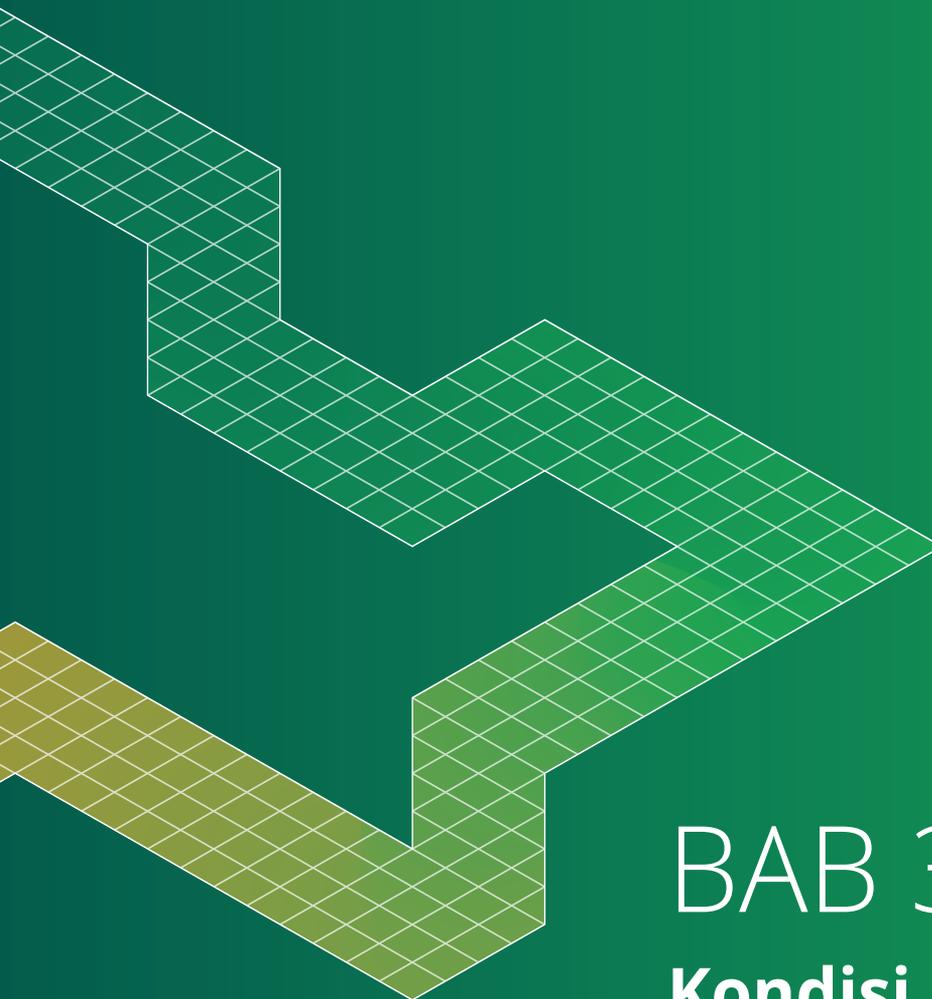
Sejak Indonesia mencanangkan penurunan emisi GRK secara sukarela sebesar 26% dengan upaya sendiri dan sampai dengan 41% apabila ada dukungan internasional, dibandingkan dengan skenario *business as usual* 2020, Indonesia telah mengeluarkan rangkaian perangkat hukum dan kebijakan, termasuk Rencana Aksi Nasional Penurunan Emisi GRK sebagaimana dituangkan dalam PERPRES No. 61/2011 dan inventarisasi GRK melalui PERPRES No. 71/2011.

Pasca-2020, Indonesia merencanakan untuk meningkatkan target melebihi komitmen saat ini. Mengacu pada kajian terbaru mengenai tingkat emisi GRK, Indonesia telah menetapkan target *unconditional* sebesar 29% dan target *conditional* sampai dengan 41% dibandingkan skenario *business as usual* di tahun 2030.

Di sektor energi, Indonesia telah menentukan kebijakan bauran energi. Selain itu juga telah ditetapkan kebijakan nasional mengenai pengembangan sumber energi bersih. Secara kolektif, kebijakan ini akan menempatkan Indonesia ke arah jalur dekarbonisasi. Peraturan Pemerintah Nomor 79/2014 tentang Kebijakan Energi Nasional menetapkan ambisi untuk melakukan transformasi, di tahun 2025 dan 2050, bauran penyediaan energi utama sebagai berikut:

- a. Energi baru terbarukan setidaknya sebesar 23% di tahun 2025 dan setidaknya sebesar 31% di tahun 2050;
- b. Minyak harus lebih kecil dari 25% di tahun 2025 dan lebih kecil dari 20% di tahun 2050;
- c. Batubara paling sedikit 30% di tahun 2025 dan paling sedikit 25% di tahun 2050; dan
- d. Gas setidaknya paling sedikit 22% di tahun 2025 dan paling sedikit 24% di tahun 2050.





BAB 3

Kondisi Batubara di Indonesia



Sumber Daya dan Cadangan Batubara

Indonesia memiliki sumber daya dan cadangan batubara yang cukup besar. Berdasarkan data “BP Statistical Review of World Energy 2020”, Indonesia menempati peringkat keenam sebagai negara yang memiliki cadangan batubara terbesar di dunia. Dengan demikian Indonesia merupakan salah satu pemain utama dalam industri batubara dunia.

Sumber Daya dan Cadangan Batubara Permukaan

Batubara permukaan didefinisikan sebagai batubara yang berada pada kedalaman 0-100 meter atau batubara yang cocok untuk ditambang dengan metode tambang terbuka (*open pit*). Sumber daya batubara permukaan Indonesia hingga akhir tahun 2020 mencapai 143,43 miliar ton sedangkan cadangan batubara sebesar 38,80 miliar ton.

Sumber daya dan cadangan batubara permukaan Indonesia sebagian besar terkonsentrasi di Sumatera dan Kalimantan (Tabel 3.1). Sumber daya batubara permukaan Sumatera sebesar 56 miliar ton dan Kalimantan mencapai 92 miliar ton atau masing-masing setara dengan 38% dan 62% dari total sumber daya batubara Indonesia. Adapun cadangan batubara permukaan Sumatera dan Kalimantan masing-masing mencakup 34% dan 39% dari total cadangan batubara Indonesia dengan jumlah sebesar 12 miliar ton dan 14 miliar ton.

Tabel 3.1. Sumber Daya Batubara Indonesia per Provinsi Status 2020

No.	Pulau	Provinsi	Sumber Daya (Juta Ton)					Cadangan (Juta Ton)					
			Hipotetik	Tereka	Tertunjuk	Terukur	Total	Total (terverifikasi)	Terkira	Terbukti	Total	Total (terverifikasi)	
1	JAWA	Banten	5,470	32,920	12,755	6,504	57,649	12,340	4,62	2,61	7,229	-	
2		Jawa Tengah	-	0,820	-	-	0,820	0,820	-	-	-	-	
3		Jawa Timur	-	0,080	-	-	0,080	0,080	-	-	-	-	
4	SUMATERA	Aceh	1,155	296,383	445,652	379,309	1,122,499	1,121,249	345,60	202,88	548,480	-	
5		Sumatera Utara	-	7,000	1,838	5,780	14,618	-	-	-	-	548,480	
6		Riau	3,860	590,319	873,560	535,937	2,003,676	752,199	151,783	376,14	527,924	294,800	
7		Sumatera Barat	1,194	186,555	116,619	191,015	495,384	169,539	41,212	61,25	102,465	21,640	
8		Jambi	140,307	2,197,338	1,820,026	2,656,996	6,814,667	2,872,020	838,006	1,296,93	2,134,935	913,868	
9		Bengkulu	-	194,602	202,940	232,746	630,288	62,408	52,928	81,37	134,297	25,670	
10		Sumatera Selatan	3,112,830	14,042,721	13,630,483	13,066,807	43,852,841	33,941,059	5,148,593	4,358,52	9,507,111	8,547,879	
11		Lampung	-	122,949	19,950	9,000	151,899	106,950	-	-	-	-	
12	KALIMANTAN	Kalimantan Barat	2,257	385,780	59,397	18,265	465,699	371,007	-	-	-	-	
13		Kalimantan Tengah	22,540	4,678,895	3,306,903	3,242,408	11,250,746	3,789,973	2,259,460	1,652,11	3,911,569	928,107	
14		Kalimantan Selatan	-	3,555,434	3,243,305	6,421,508	13,220,247	9,992,635	1,608,319	2,602,18	4,210,502	3,022,311	
15		Kalimantan Timur	872,986	15,239,534	20,228,608	23,350,023	59,691,150	36,922,570	6,397,58	9,677,91	16,075,485	10,951,367	
16		Kalimantan Utara	25,790	1,183,111	1,007,769	1,486,777	3,703,446	1,809,296	743,611	897,96	1,641,569	573,222	

No.	Pulau	Provinsi	Sumber Daya (Juta Ton)					Cadangan (Juta Ton)					
			Hipotetik	Tereka	Tertunjuk	Terukur	Total	Total (terverifikasi)	Terkira	Terbukti	Total	Total (terverifikasi)	
17	SULAWESI	Sulawesi Selatan	10,662	17,861	10,319	3,862	42,704	24,562	1,164	-	1,164	-	
18		Sulawesi Barat	11,463	15,999	0,780	0,165	28,407	13,112	1,800	-	1,800	-	
19		Sulawesi Tengah	0,524	1,980	-	-	2,504	2,504	-	-	-	-	
20		Sulawesi Tenggara	0,636	-	-	-	0,636	0,636	-	-	-	-	
21	MALUKU	Maluku Utara	8,217	-	-	-	8,217	8,217	-	-	-	-	
22	PAPUA	Papua Barat	93,663	40,505	-	-	134,168	95,573	-	-	-	-	
23		Papua	7,197	31,362	-	-	38,559	9,357	-	0,947	0,947	-	
TOTAL INDONESIA			4.320,75	42.822,15	44.980,90	51.607,90	143.730,90	92.078,11	17.594,66	21.210,81	38.805,48	25.827,34	

Sumber: Pusat Sumber Daya Mineral, Batubara dan Panas Bumi (2020)

Catatan tabel neraca tahun 2020

- Sumber data dari 67 PKP2B (100% dari jumlah total PKP2B); 69 IUP PMA (100% dari jumlah total IUP PMA); 858 IUP PMDN status CnC (81% dari jumlah total IUP PMDN CnC); 333 IUP non CNC dan 190 lokasi hasil penyelidikan PSDMBP Badan Geologi.
- Belum semua Badan Usaha mempergunakan competent person (CP) dalam perhitungan sumber daya dan cadangannya.
- Sumber daya dan cadangan terverifikasi adalah sumber daya dan cadangan yang telah diverifikasi baik oleh CP atau oleh Badan Geologi. Dari total 1.517 titik yang berhasil diinput, 184 titik yang telah di verifikasi oleh PSDMBP, 57 titik telah diverifikasi oleh *Competent Person* Perusahaan PKP2B, 35 titik telah diverifikasi oleh *Competent Person* Perusahaan IUP PMA dan 216 titik telah diverifikasi oleh *Competent Person* Perusahaan IUP PMDN.
- Perhitungan sumber daya dan cadangan yang belum terverifikasi *Competent Person* telah sesuai dengan SNI 13-5012-1998
- Cadangan yang tercatat adalah bagian dari sumber daya

Berdasarkan kualitas, batubara Indonesia sebagian besar berupa batubara kalori rendah dan sedang (Tabel 3.2). Di tahun 2020, Batubara kalori rendah memiliki jumlah cadangan sebesar 13,38 miliar ton (34,4% dari total cadangan), sementara jumlah batubara kalori sedang tercatat sebesar 21,88 miliar ton (56,4%).

Tabel 3.2. Sumber Daya dan Cadangan Batubara Indonesia Berdasarkan Nilai Kalori Status 2020

Kualitas	Sumber Daya (Juta Ton)					Cadangan (Juta Ton)				
	Hipotetik	Tereka	Tertunjuk	Terukur	Total	Total (terverifikasi)	Terkira	Terbukti	Total	Total (terverifikasi)
Kalori Rendah	416,53	15.692,40	15.326,18	16.267,55	47.702,65	22.942,93	7.247,44	6.140,09	13.387,53	8.914,00
Kalori Sedang	3.265,43	20.885,87	23.955,70	28.137,97	76.244,97	55.435,17	8.818,10	13.068,72	21.886,82	14.761,21
Kalori Tinggi	636,73	4.618,95	4.466,64	6.099,42	15.821,74	11.250,32	1.170,56	1.542,67	2.713,23	1.593,88
Kalori Sangat Tinggi	2,06	1.624,94	1.232,38	1.102,17	3.961,54	2.449,70	358,56	459,34	817,90	558,25
Jumlah	4.320,75	42.822,15	44.980,90	51.607,10	143.730,90	92.078,11	17.594,67	21.210,81	38.805,48	25.827,34

Sumber: Pusat Sumber Daya Mineral, Batubara dan Panas Bumi (2020)



Sumber Daya dan Cadangan Batubara Bawah Permukaan

Batubara bawah permukaan berada pada kedalaman lebih dari 100 meter (deep seated coal). Batubara ini dapat diusahakan dengan metode tambang dalam (underground coal mine). Batubara bawah permukaan di Indonesia pada umumnya belum ditambang. Selain perusahaan dengan metode tambang dalam, potensi batubara bawah permukaan ini juga layak dikembangkan untuk Underground Coal Gasification (UCG) maupun untuk pengembangan gas metana batubara (GMB). Data tahun 2020 mencatat jumlah total sumber daya batubara bawah permukaan Indonesia adalah sebesar 43,533 miliar ton dengan total cadangan sebesar 173,51 juta ton (Tabel 3.3). Kegiatan eksplorasi batubara bawah permukaan di Indonesia masih terbatas dan sebagian besar masih dilakukan oleh pemerintah.

Tabel 3.3. Sumber Daya dan Cadangan Batubara Bawah Permukaan Indonesia

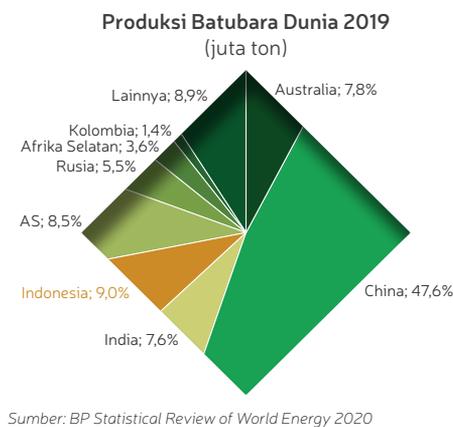
No.	Pulau	Provinsi	Sumber Daya (Juta Ton)					Cadangan (Juta Ton)		
			Hipotetik	Tereka	Tertunjuk	Terukur	Total	Terkira	Terbukti	Total
1	SUMATERA	Sumatera Barat	-	16,396	23,325	101,864	141,586	0,624	31,50	32,121
2		Jambi	-	347,596	-	-	347,596	-	-	-
3		Sumatera Selatan	-	21.818,929	-	-	21.818,929	-	-	-
4	KALIMANTAN	Kalimantan Selatan	-	1.149,111	70,736	115,009	1.334,857	41,471	71,67	113,136
5		Kalimantan Timur	-	19.737,618	36,117	28,280	19.802,015	11,39	16,87	28,252
6		Kalimantan Tengah	-	88,45	-	-	88,451	-	-	-
TOTAL INDONESIA			0,00	43.158,10	130,18	245,15	43.533,43	53,48	120,03	173,51

Sumber: Pusat Sumber Daya Mineral, Batubara dan Panas Bumi (2020)



Produksi dan Penjualan Batubara

Produksi batubara Indonesia terus meningkat dari waktu ke waktu. Khusus pada tahun 2019, produksi batubara Indonesia mengalami kenaikan produksi terbesar dalam satu dekade terakhir. Bila dibandingkan dengan produksi batubara dunia, pada tahun 2019 Indonesia menempati peringkat keempat sebagai penghasil batubara terbesar di bawah Tiongkok, India, dan Amerika Serikat. Kontribusi produksi batubara Indonesia terhadap dunia juga terus naik seiring dengan naiknya produksi batubara Indonesia dengan rata-rata pertumbuhan produksi 8,8% per tahun. Negara penghasil batubara yang memiliki rata-rata pertumbuhan produksi positif lainnya adalah India dan Tiongkok masing-masing sebesar 4% dan 2,4% per tahun. Adapun negara lainnya, cenderung tidak tumbuh atau bahkan mengalami rata-rata pertumbuhan produksi negatif.



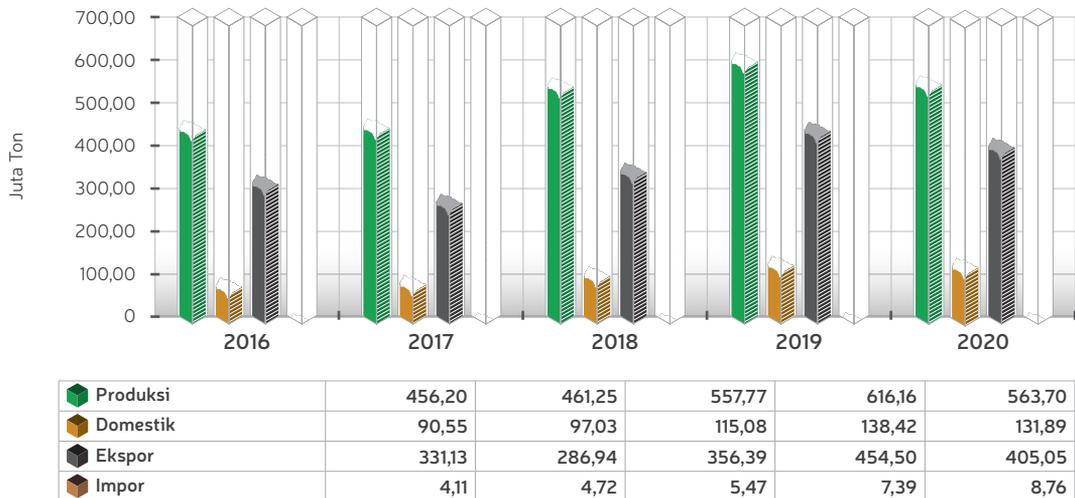
Gambar 3.1. Produksi Batubara Indonesia Terhadap Dunia 2019

Kenaikan produksi batubara nasional juga diikuti dengan kenaikan ekspor dan pemenuhan *Domestic Market Obligation* (DMO). Sementara itu, meskipun jumlahnya relatif kecil, impor batubara Indonesia selama lima tahun terus mengalami kenaikan. Pada tahun 2020, total impor batubara Indonesia mencapai 8,76 juta ton. Tren terus naiknya impor batubara tidak terlepas dari peningkatan kebutuhan batubara untuk industri metalurgi dalam negeri seperti industri besi baja dan fasilitas smelter.

Pemanfaatan batubara domestik utamanya digunakan untuk sektor kelistrikan yaitu sebanyak 85%. Sisanya digunakan untuk berbagai industri seperti industri kertas, metalurgi, semen, pupuk, tekstil, dan lain-lain. Berikut adalah pemanfaatan batubara dalam negeri selain untuk sektor kelistrikan:

1. Industri semen: batubara digunakan sebagai bahan bakar dalam *kiln* untuk membentuk *klinker* yang merupakan bahan dasar semen;
2. Industri pupuk: batubara digunakan sebagai pembangkit listrik pengganti gas alam;
3. Industri metalurgi: batubara digunakan sebagai pembangkit listrik dan ada juga beberapa untuk bahan campuran pembuatan kokas; dan
4. Industri *pulp and paper*, tekstil dan industri kimia lainnya: batubara digunakan di dalam boiler dan menghasilkan panas dimana panas yang dihasilkan oleh batubara sangat stabil sehingga dibutuhkan dalam proses pembuatan kertas, tekstil dan kimia lainnya.

Produksi, Penjualan, dan Impor Batubara



Sumber: Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara (2021)

Gambar 3.2. Produksi, Penjualan, dan Impor Batubara

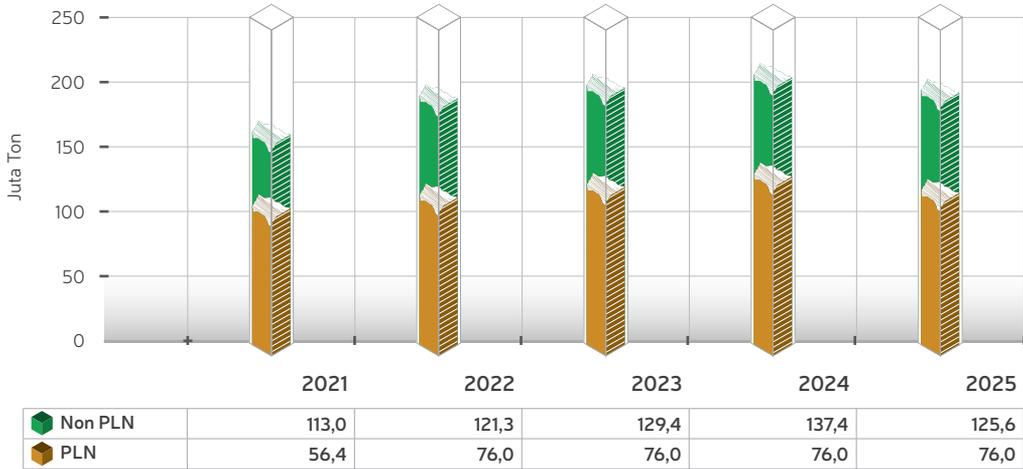
Tabel 3.4. Realisasi Penggunaan Batubara Domestik

Jenis Industri	2016	2017	2018	2019	2020
Listrik (juta ton)	75	83	91	99	105
Briket (juta ton)	0	0	0	0	0
Kertas (juta ton)	4	4	3	1	2
Metalurgi (juta ton)	0	0	2	10	13
Semen (juta ton)				3	6
Pupuk (juta ton)	11	10	19	1	1
Tekstil (juta ton)					
Lain-lain (juta ton)	DJB sejak tahun 2016 mengeluarkan data trader pada pelaporan DMO			24	5
TOTAL	91	97	115	138	132

Sumber: Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara (2021)

Selama lima tahun ke depan (2021 s.d. 2025), kebutuhan batubara dalam negeri diperkirakan akan terus tumbuh. Berikut adalah proyeksi potensi DMO Batubara pada kurun 2021 – 2025.

Potensi DMO Batubara 2021-2025

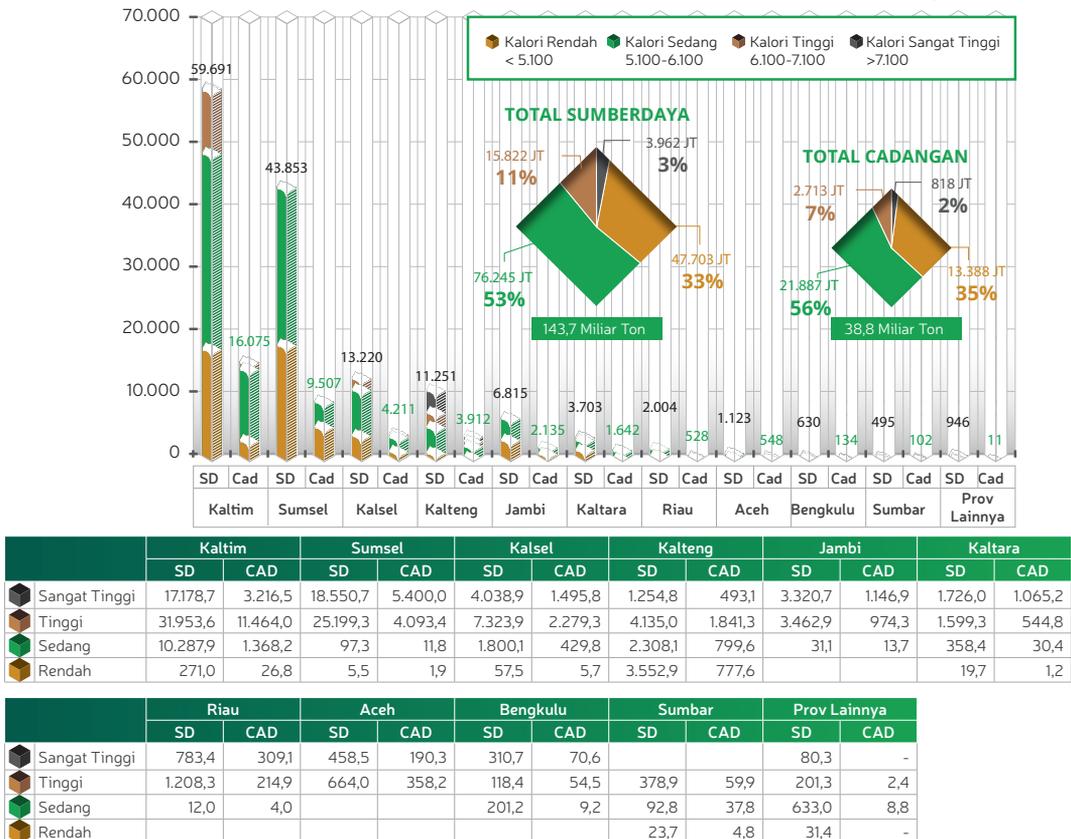


Sumber: Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara (2021)

Gambar 3.3. Potensi DMO Batubara 2021-2025

Sumber Daya dan Cadangan Batubara

Sumber Data: Badan Geologi, 2020 (diolah)

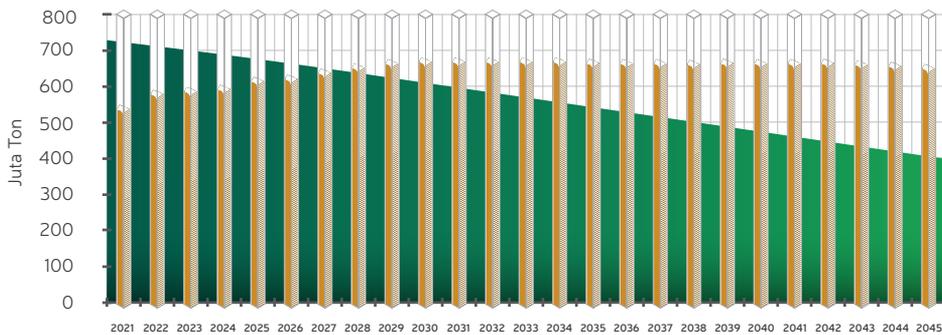


Gambar 3.4. Sumber Daya dan Cadangan Batubara



Berdasarkan data di atas, sumber daya dan cadangan batubara Indonesia didominasi oleh batubara kalori sedang dan rendah. Dari total sumber daya batubara sejumlah 143,7 miliar ton, 53% merupakan batubara kalori sedang dan 33% merupakan batubara kalori rendah. Sedangkan 56% cadangan batubara Indonesia didominasi oleh batubara kalori sedang dan 35% batubara kalori rendah.

Proyeksi Produksi, PNT, dan Sisa Cadangan 2020-2045



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Sisa Cadangan	38.205	37.596	36.982	36.349	35.712	35.062	34.403	33.727	33.041	32.349	31.659	30.969
Forecast Produksi	601	608	615	633	637	650	659	675	686	692	690	690

	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Sisa Cadangan	30.280	29.592	28.904	28.216	27.532	26.850	26.163	25.477	24.790	24.104	23.423	22.745	22.074
Forecast Produksi	689	688	688	687	684	682	687	685	687	686	681	678	671

Sumber: Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara

Gambar 3.5. Proyeksi Produksi, PNT, dan Sisa Cadangan 2020-2045

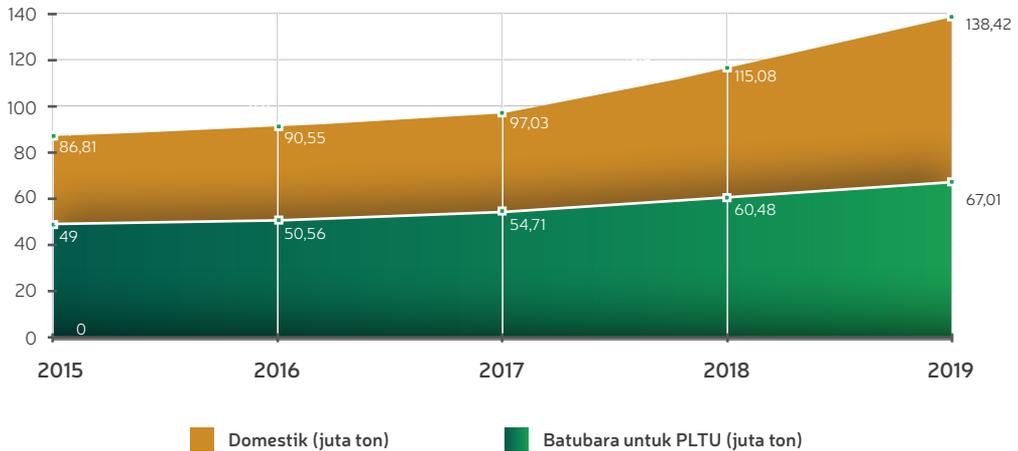
Optimalisasi penggunaan batubara untuk kebutuhan dalam negeri diproyeksikan terus naik dari 186 juta ton pada tahun 2021 hingga maksimum 281 juta ton di tahun 2050. Selain industri pengguna batubara dalam negeri, terdapat juga proyeksi industri PNT yang diharapkan berkembang dengan baik kedepannya. Penyerapan batubara dari industri PNT tahun 2021 sebesar 0,1 juta ton dan diproyeksikan pada tahun 2050 sebesar 40,7 juta ton. Dengan optimalisasi penggunaan batubara tersebut, diproyeksikan cadangan batubara yang tersisa sebesar 18,76 miliar ton pada tahun 2050.

Penggunaan Utama Batubara

Produksi batubara Indonesia untuk kebutuhan domestik mayoritas dimanfaatkan untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar PLTU. Pada tahun 2019 misalnya, sekitar 48% batubara dalam negeri dimanfaatkan untuk memenuhi kebutuhan PLTU sebesar 67,01 juta ton. Tren pemanfaatan batubara untuk PLTU juga terus meningkat seiring dengan tumbuhnya konsumsi energi listrik Indonesia.

Dewan Energi Nasional dalam “Outlook Energi Indonesia 2019” memproyeksikan permintaan listrik pada 2050 akan mengalami kenaikan sebesar 9 kali lipat dari tahun 2018 atau mencapai 2.562 TWh dengan asumsi bahwa kerugian dalam transmisi dan distribusi sekitar 10%. DEN juga memperkirakan produksi listrik pembangkit berbahan bakar batubara masih akan tetap mendominasi pada masa mendatang. Meskipun pangsaanya terhadap total produksi listrik semakin menurun dari 57% di tahun 2018 menjadi 41% pada tahun 2050.

Batubara untuk PLTU



Sumber: Statistik Ketenagalistrikan 2019 ESDM

Gambar 3.6.

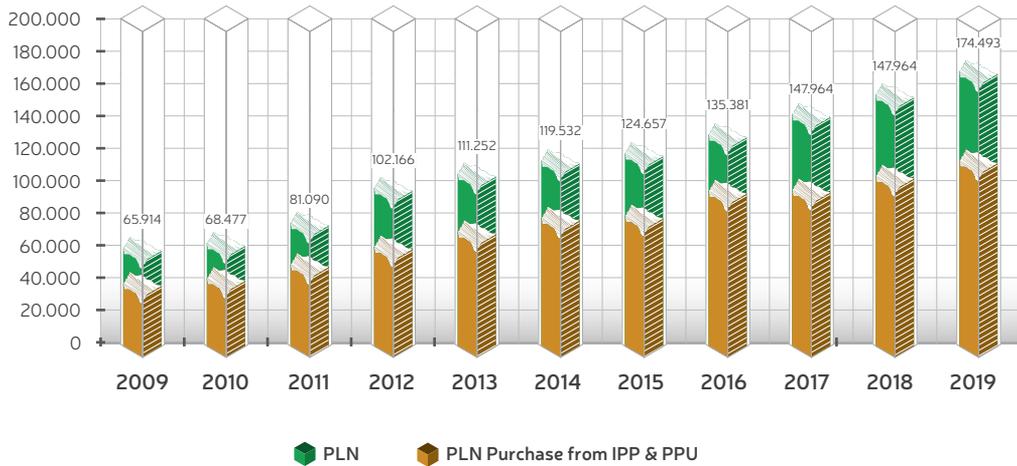
Penggunaan Batubara untuk PLTU





Sementara itu, seiring dengan kenaikan penggunaan batubara untuk PLTU, kapasitas terpasang PLTU yang memanfaatkan batubara sebagai pembangkit uap juga terus meningkat. Dari total sekitar 65,9 ribu GWh pada 2009, kapasitas terpasang PLTU Batubara terus tumbuh menjadi 174,5 ribu GWh pada 2019. Laju pertumbuhan kapasitas terpasang yang mencapai 165% selama 1 dekade menunjukkan kebutuhan batubara untuk PLTU akan terus naik.

Kapasitas Terpasang PLTU Batubara (dalam GWh)



Sumber: Statistik Ketenagalistrikan 2019 ESDM

Gambar 3.7.

Kapasitas Terpasang PLTU Batubara





BAB 4

Potensi Pengembangan Batubara



Potensi Pengembangan Batubara

Batubara untuk Produksi Metanol dan DME

Melalui proses gasifikasi, batubara dapat dimanfaatkan untuk menghasilkan metanol. Metanol merupakan produk petrokimia yang memegang peranan sangat penting bagi pengembangan produk hilirnya. Bahan baku metanol sangat dibutuhkan dalam industri tekstil, plastik, resin sintesis, farmasi, insektisida, dan *plywood*. Metanol juga berperan sebagai *antifreeze* dan inhibitor dalam kegiatan hilir minyak dan gas. Metanol juga merupakan salah satu bahan baku untuk pembuatan biodiesel.

Selain itu, metanol juga dapat diolah lebih lanjut menjadi Dimetil Eter (DME) yang dapat dimanfaatkan sebagai bahan bakar alternatif sebagai campuran bahan bakar lain atau pun sebagai DME murni.

Metanol dari Batubara

Produksi metanol dari batubara terdiri atas tiga tahapan. Tahap pertama dimulai dari proses gasifikasi batubara yang menghasilkan *syngas*. Pada tahap kedua *syngas* diolah dalam unit *methanol synthesis* untuk menghasilkan *crude methanol*. Selanjutnya pada tahap ketiga *crude methanol* dimurnikan menggunakan unit *methanol purification* dan menghasilkan produk akhir metanol.

Gasifikasi Batubara

Gasifikasi adalah proses konversi termal bahan bakar padat seperti batubara atau biomassa dengan pereaksi (media oksidasi) berupa udara, oksigen, uap, CO_2 , atau campuran media tersebut menjadi produk gas. Hasil dari proses gasifikasi ini disebut *syngas* yang mengandung gas bakar yang memiliki komponen utama karbon monoksida (CO) dan hidrogen (H_2), serta sedikit gas hidrokarbon seperti metana (CH_4). Selain itu *syngas* juga mengandung gas tak dapat dibakar (*noncombustible gases*) dengan komposisi antara lain karbon dioksida (CO_2) dan nitrogen (N_2) yang berasal dari pereaksi udara sehingga mengurangi nilai kalor produk gas.

Proses gasifikasi batubara sangat kompleks. Namun, secara singkat tahapan proses yang terjadi dikelompokkan menjadi pengeringan, pirolisis, reaksi reduksi, dan reaksi oksidasi.

Teknologi Pembuatan Metanol

Hingga saat ini ada beberapa teknologi utama yang dapat digunakan untuk menghasilkan metanol dari *syngas*. Teknologi pembuatan metanol yang berkembang saat ini adalah reaksi katalitik fasa gas pada tekanan rendah untuk menghambat pembentukan produk samping sehingga menghasilkan selektivitas tinggi (di atas 99%). Untuk meningkatkan perolehan produk metanol secara keseluruhan dilakukan dengan mengembalikan reaktan yang tidak bereaksi sebagai umpan reaktor (*recycle*).

Sampai dengan tahun 2011, sebagian besar pabrik metanol menggunakan lisensi dari Lurgi (27%), Johnson Matthey (JM)/Davy (25%), Topsøe (16%), dan diikuti oleh Mitsubishi Gas Chemical (MGC). Semua teknologi produksinya menggunakan konsep integrasi dari awal proses gasifikasi, pembersihan gas, hingga sintesis. Proses produksi teknologi metanol dari *syngas* memiliki tingkat efisiensi energi dan konversi karbon yang tinggi yaitu masing-masing 67% dan 83%.

Teknologi Sintesis DME

DME merupakan senyawa eter yang paling sederhana, berbentuk gas tidak berwarna; berbau khas eter; larut dalam air maupun dalam minyak; tidak bersifat karsinogenik, teratogenik, mutagenik; dan tidak beracun. DME mempunyai formula $\text{CH}_3\text{-O-CH}_3$ atau rumus empiris $\text{C}_2\text{H}_6\text{O}$.

Pemanfaatan DME sebagai bahan bakar akan menghasilkan dampak lingkungan rendah. Pembakarannya tidak menghasilkan oksida belerang (SOX) dan asap. DME juga menghasilkan NOX dan CO yang sangat rendah. Sifat DME yang tidak beracun, mudah dicairkan, dan mudah ditangani membuatnya ideal untuk dimanfaatkan sebagai bahan bakar sektor rumah tangga. Selain itu DME juga dapat dimanfaatkan pada sektor industri baik sebagai substitusi LPG dan minyak tanah, bahan bakar transportasi (kendaraan diesel, *fuel cell*), bahan bakar pembangkit listrik (pembangkit termal kogenerasi dan *fuel cell*), bahan baku untuk produk kimia, maupun sebagai pelarut.

Sebagai substitusi LPG, DME pada dasarnya mempunyai sifat yang tidak terlalu berbeda dengan LPG. Pemanfaatan DME sebagai substitusi LPG diperkirakan tidak akan mengubah spesifikasi teknik tabung LPG selain mengganti karet penyekat (*seal*) dengan bahan yang cocok dengan sifat fisik DME.

Berdasarkan hasil penelitian di beberapa negara, pemanfaatan DME untuk sektor rumah tangga dapat dilakukan melalui pencampuran DME dan LPG dengan perbandingan volume 20% DME dan 80% LPG. Campuran 20% DME pada LPG tidak memerlukan perubahan apapun pada tabung dan perlengkapan LPG lainnya.

Secara umum, terdapat dua teknologi proses produksi DME yang telah dikembangkan hingga saat ini yaitu:

1. Proses tidak langsung (*indirect process*). Pada proses ini, DME dihasilkan melalui dua tahap proses yaitu sintesis metanol dari *syngas* dan proses sintesis DME dari metanol. Produksi DME dengan proses tidak langsung paling banyak digunakan saat ini dan telah mencapai skala/kapasitas kilang di atas 1 juta ton/tahun.
2. Proses langsung (*direct process*). Pada prinsipnya proses langsung memiliki reaksi yang sama dengan proses tidak langsung, hanya saja tahapan prosesnya dilakukan dalam satu reaktor. Katalis yang digunakan adalah katalis kombinasi. Proses sintesis DME dilakukan pada tekanan di atas 30 atm dan temperatur di atas 150°C. Produksi DME dengan proses langsung sampai saat ini umumnya masih dalam tahap pengembangan dalam skala *pilot plant*.

Tabel 4.1. Spesifikasi DME Dibandingkan dengan Bahan Bakar Lainnya

Karakteristik	DME	Diesel	Metana	Metanol	LPG
<i>Boiling point</i> (°C)	-25	180-370	-162	65	-42
<i>Liquid density</i> (kg/m ³)	0,66	0,84	0,42	0,78	0,49
<i>Viscosity</i> , 40°C (cP)	0,18	2,3-3,3	-	-	0,1
<i>Cetane number</i>	55-60	40-55	-	5	5
<i>Auto ignition temp</i> (°C)	23,5	250	650	450	470
<i>Lower heating value</i> (MJ/kg)	28,8	42,5	49,9	-	46

Berdasarkan Tabel 4.1 dapat diketahui bahwa DME memiliki karakteristik yang mirip dengan LPG namun memiliki nilai *heating value* yang lebih rendah daripada LPG, diesel, metana, dan metanol. Jika dilihat dari nilai *cetane number*, DME lebih unggul dibandingkan dengan diesel sehingga memiliki *ignitibility* yang lebih unggul pada *compression ignition engines*.

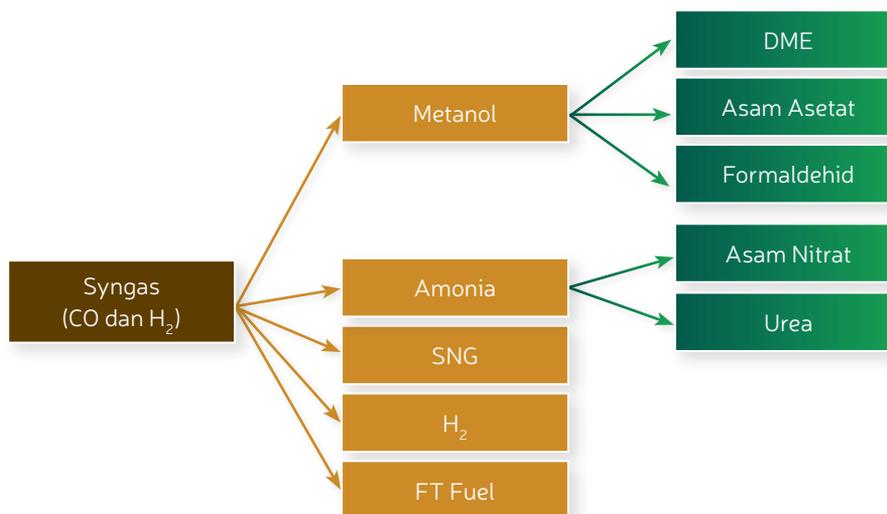


Batubara untuk Menghasilkan SNG, Ammonia, dan Hidrogen (H₂)

Batubara untuk Menghasilkan SNG

Aspek Teknis

Synthetic Natural Gas (SNG) merupakan campuran gas hidrokarbon dengan sifat mirip seperti gas alam yang dapat diproduksi dari gasifikasi batubara atau biomassa. SNG dapat menggantikan fungsi gas alam, seperti gas kota untuk kebutuhan rumah tangga, bahan bakar pembangkit listrik tenaga gas/uap, bahan bakar industri, dan bahan bakar kendaraan bermotor (BBG/NGV).



Sumber: BPPT

Gambar 4.1. Pohon Industri Syngas

Industri dan pembangkit listrik di Indonesia masih mengandalkan gas alam baik sebagai bahan baku maupun sumber energi. Namun, keterbatasan sumber daya mengakibatkan terjadinya kekurangan pasokan gas alam. Di sisi lain, Indonesia memiliki cukup banyak cadangan batubara yang dapat diolah menjadi SNG sebagai pengganti gas alam. Kekurangan gas alam nasional tahun 2024 sekitar 2.652 MMSCFD dan sebesar 4.072 MMSCFD pada tahun 2030. Kekurangan gas alam terbesar terjadi di Wilayah Region II (Sumatera Bagian Tengah & Selatan, Kepri, Jawa bagian Barat) sekitar 1.041 MMSCFD pada tahun 2030. Selain itu, infrastruktur jaringan distribusi gas alam yang ada saat ini dapat dimanfaatkan untuk jaringan distribusi SNG dengan sedikit perubahan.

Secara umum teknologi gasifikasi batubara untuk menghasilkan *synthetic natural gas* (SNG) melalui 3 tahapan, yaitu tahap metanasi, pemurnian SNG, dan *compression*. Sebelum melakukan tahapan metanasi diperlukan *pretreatment* untuk memenuhi persyaratan tahapan berikutnya yaitu *water gas shift*, penghilangan merkuri, dan penghilangan gas asam.

Syngas hasil gasifikasi terdiri atas komponen utama berupa gas H₂ dan CO. Pemanfaatan *syngas* langsung memiliki kendala karena *energy density* yang rendah, korosif, beracun, dan kendala teknis dalam pendistribusian. Untuk mengatasi hal ini, *syngas* dikonversi menjadi gas metana (CH₄) dengan proses metanasi melalui reaksi hidrogenasi gas karbon monoksida (CO) dan gas karbon dioksida (CO₂). Produk reaksi metanasi berupa gas metana (CH₄) yang memiliki komposisi mirip dengan gas alam

sehingga sering disebut sebagai *syntetic natural gas* (syngas).

Water Gas Shift

Produk gasifier harus dikonversi untuk memenuhi persyaratan proses metanasi SNG. Proses metanasi membutuhkan rasio H₂ terhadap CO sebesar 3:1 agar layak diproduksi secara teknis dan ekonomi. Proses *Water Gas Shift* (WGS) mengonversi karbon monoksida menjadi hidrogen dan CO₂ sehingga konsentrasi hidrogennya meningkat dengan mereaksikan CO dengan air di atas *bed katalis*.

Unit WGS biasanya terdiri atas 2 unit untuk memaksimalkan produksi hidrogen yang dibutuhkan untuk sintesis amonia dan mengurangi jumlah COS (*carbonyl sulfide*) yang masuk ke dalam sistem *acid gas removal* (AGR).

Penghilangan Merkuri

Fasilitas gasifikasi berpotensi menghilangkan merkuri dengan cara yang lebih sederhana dan efektif secara biaya daripada pabrik *pulverized coal* (PC) konvensional. Hal ini terjadi karena merkuri dapat dihilangkan dari syngas pada tekanan tinggi dan sebelum sintesis produk sehingga volume syngas jauh lebih sedikit dari volume *flue gas* jika dibandingkan dengan PC. Merkuri dihilangkan dengan adsorpsi *bed* karbon. Gas mentah mendapat perlakuan sebelum masuk ke dalam sistem AGR. Gas tersebut harus didinginkan hingga temperatur 35°C (95°F). Selama pendinginan melalui rangkaian penukar panas, sebagian besar uap air mengembun (terkondensasi).

Penghilangan Gas Asam

Gasifikasi batubara untuk memproduksi produk kimia akan menghasilkan syngas yang harus mendapat perlakuan sebelum pemanfaatan lebih lanjut. Perlakuan itu adalah AGR dan pemulihan (perolehan) sulfur. Pada Pabrik di Amerika Serikat, AGR ini adalah unit *selexol* yang memiliki 2 tahap proses; pertama untuk menghilangkan H₂S dan kedua untuk mengurangi kadar CO₂ melalui absorpsi. Untuk melindungi katalis metanasi, kadar S dalam syngas harus di bawah 1 ppm untuk mencapai umur katalis yang lama.

Proses dalam *selexol* menghasilkan tiga aliran produk. Syngas berkadar H₂ tinggi disatukan dengan gas pencuci (*purge gas*) dari *loop* sintesis amonia dan dikirim ke proses *Pressure Swing Absorption* (PSA). Aliran yang kaya CO₂ disatukan dengan aliran kaya CO₂ dari rangkaian produksi SNG kemudian dibuang ke atmosfer untuk kasus *non sequestration* atau dikompres untuk pembuatan (sekuestrasi) dalam kasus *carbon sequestration*. Sebagian aliran produk CO₂ diambil dan dikompres hingga tekanan 5,62 MPa (815 psia) untuk menghasilkan fluida pada pemindahan batubara. Aliran gas asam disatukan dengan lawan dari tahap produksi SNG dan diumpun ke pabrik Claus. Dalam kedua kasus tersebut, gas asam mengandung hampir 40% H₂S dan 50% CO₂ dengan neraca utamanya adalah H₂ dan CO.

Metanasi, Pemurnian SNG, dan Kompresi

Metanasi adalah hidrogenasi karbon monoksida menjadi metana, biasanya dilakukan dengan katalis berbasis nikel. Berdasarkan tipe reaktor, proses metanasi dibagi menjadi dua yaitu *fixed bed* dan *fluidized bed*. Berdasarkan kondisi reaksi, proses metanasi juga dibagi menjadi dua yaitu proses adiabatik dan isothermal. Daftar teknologi pada skala komersial berdasarkan tipe reaktor dan kondisi reaksi dapat dilihat pada Tabel 4.2.



Tabel 4.2. Berbagai Teknologi Metanasi Komersial Berdasarkan Tipe Reaktor

No	Reaktor		Teknologi	Pengembang
1	<i>Fixed bed</i>			
	a	Adiabatik	Lurgi	Lurgi & Sasol Company
			TREMP	Topsoe
			Davy Process	Johnson Matthey
			HICOM	British Gas Corporation (BGC)
			Conoco/BGC	Conoco & BGC
	b	Isotermal	Linde	Linde AG
2	<i>Fluidized bed</i>			
		Isotermal	COMFLUX	Thyssengas
			Bi-Gas	Bituminous Coal Research

Aspek Keekonomian

Pembahasan keekonomian proses SNG dan produksi amonia dari batubara mengambil referensi data input konfigurasi desain, unjuk kerja *plant*, dan estimasi biaya dari laporan *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 2: Coal so Synthetic Natural Gas and Ammonia* yang disusun oleh National Energy Technology Laboratory, terbit pada 5 Juli 2011. Dalam kajian tersebut, biaya dan unjuk kerja *plant* konversi batubara menjadi SNG yang bersamaan memproduksi amonia dievaluasi secara detail sehingga hasilnya dapat menjadi pertimbangan bagi pemangku kebijakan dan dunia penelitian dan pengembangan, sehingga para peneliti mampu memikirkan agar *plant* SNG berikut amonia bisa lebih kompetitif.

Teknologi konversi batubara menjadi SNG dan ammonia menggunakan batubara bitumious sebagai umpan unit gasifikasi. Konversi Batubara menghasilkan SNG sebesar 42 Bscf per tahun dan produksi amonia 2,204 ton per hari. Terlebih dahulu sebagian syngas dialirkan untuk produksi amonia pada kapasitas komersialnya, dan sisanya diproses kembali menjadi SNG. Sebagai perbandingan, *Coffeyville Resources, Nitrogen Fertilizers, LLC* memanfaatkan batubara untuk dikonversikan menjadi amonia dengan produksi 1.132 ton per hari. Di Amerika Dakota Gasification Co. dengan sumber batubara dari Dakota diproses menjadi amonia sebesar 1.095 ton per hari. Standar kapasitas untuk *plant* amonia baru-baru ini berkisar 2.000 ton per hari. Dalam kajian ini, produk amonia yang dihasilkan memiliki kemurnian 99,5% yang dapat dikategorikan *commercial grade*.

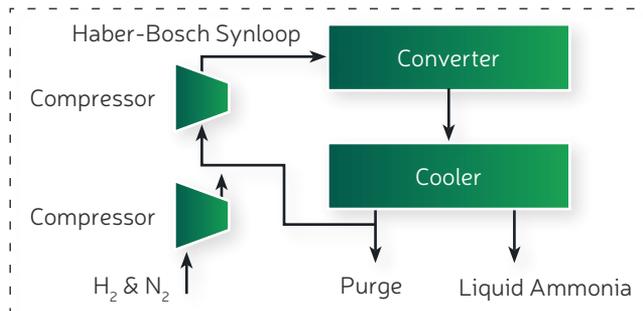
Biaya investasi diperkirakan mencapai \$5,297 juta yang digunakan untuk pembiayaan unit penyiapan umpan, unit proses utama dan utilitas. Unit penyiapan umpan mencakup fasilitas penerimaan dan penyimpanan batubara, *coal drying*, dan *air separation unit*. Unit proses utama dimulai dari gasifikasi dengan teknologi Siemens, *water gas shift reactor*, *mercury removal*, *acid gas removal (AGR) process selection*, *methanation*, *SNG purification*, fasilitas kompresi produk gas dan *ammonia synthesis*. Keekonomian proyek batubara menjadi produk SNG dan amonia dengan memanfaatkan batubara bitumonus belum menarik dengan NPV < 0, meskipun untuk SNG sudah diasumsikan pada harga yang optimis yaitu US\$10,6 per MMBtu.

Analisis sensitifitas dengan variant $\pm 30\%$ tetap tidak mampu membuat keekonomian proyek plant SNG & Ammonia dari batubara menjadi menarik. Di samping biaya investasi, parameter yang sensitif adalah harga bahan baku batubara sub-bituminous yang dalam model ini diasumsikan US\$55 per ton.

Batubara untuk Menghasilkan Amonia

Aspek Teknis

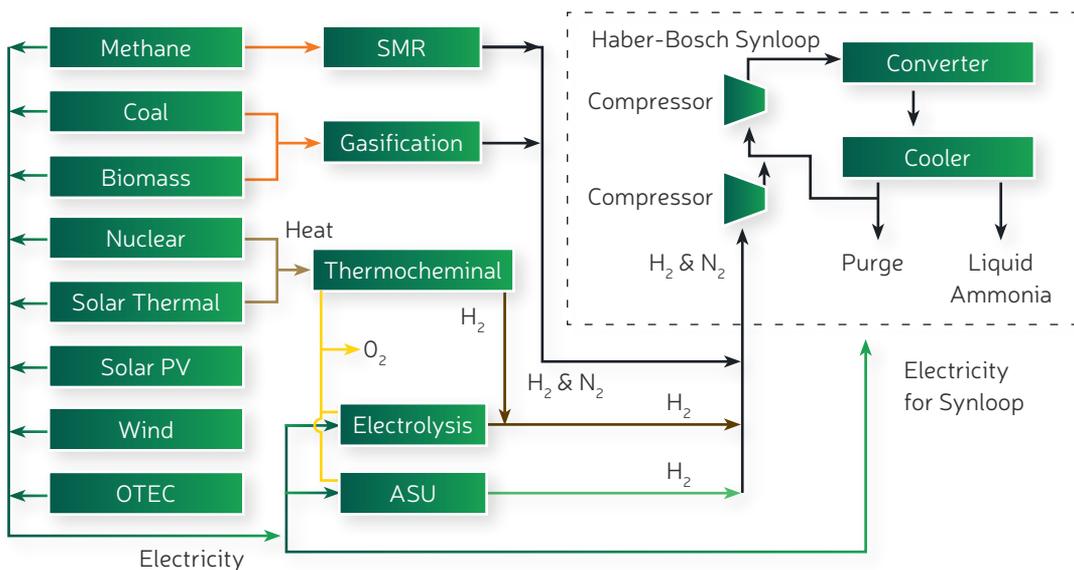
Gasifikasi batubara digunakan untuk menghasilkan gas sintetis (*syngas*) sebagai input pada proses Haber-Bosch (Gambar 4.2) (Rossetti I, 2005 dan Jennings J. 1991). Proses gasifikasi ini melibatkan reaksi eksotermik batubara dengan campuran oksigen dan uap untuk menghasilkan gas sintetis, terutama terdiri dari karbon monoksida dan hidrogen (Weinheim, 1999).



Gambar 4.2. Flow Diagram Haber-Bosch Synthesis Loop

Sejumlah besar kandungan air, karbon dioksida, dan metana terdapat pada gas sintetis. Gas sintetis diproses dengan menggunakan reaksi *methane-steam reaction* dan *CO shift reaction* untuk merubah karbon monoksida dan metana menjadi hidrogen. Gas juga melewati beberapa *treatment* untuk menghilangkan karbon dioksida dan substansi lain, seperti partikulat, senyawa sulfur dan nitrogen (Stiegel G & Massood R, 2006).

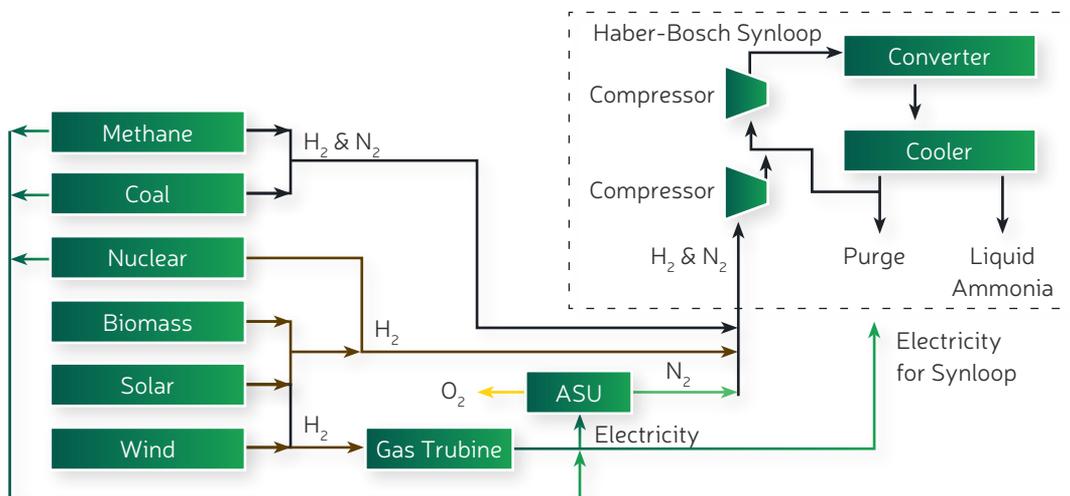
Campuran hidrogen dan nitrogen kemudian diumpankan ke sinloop Haber-Bosch untuk produksi amonia. Amonia dapat diproduksi dari berbagai sumber energi (*energy resources*). Gambar 4.2 menunjukkan diagram metode produksi ammonia tersebut.



Gambar 4.3. Diagram Metode Produksi Ammonia dari Beberapa Sumber Energi



Batubara menghasilkan hidrogen yang selanjutnya dapat diubah menjadi ammonia. Gambar 4.4 menjelaskan *flow* produksi ammonia dari hidrogen menggunakan beberapa sumber energi, diantaranya batubara (*coal*).



Gambar 4.4. Produksi Ammonia dari Hidrogen

Aspek Keekonomian Amonia dari Batubara

Appl menghitung biaya untuk produksi amonia dari batubara sebesar 270,60 USD/tahun (1998) berdasarkan kapasitas pabrik 1.800 ton/hari dengan *feedstock* batubara setara biaya 1,50 USD/MMBtu. Disesuaikan dengan inflasi 2007, harga amonia menjadi 366,96 USD/ton dengan perkiraan biaya pembangunan pabrik 678 juta USD.

Batubara untuk Menghasilkan Hidrogen (H₂)

Aspek Teknis

Penggunaan batubara sebagai sumber bahan bakar fosil bukan berarti tanpa masalah karena melepaskan karbon dioksida dan polutan lainnya saat dibakar. Gasifikasi batubara dan penyerapan karbon menjadi salah satu solusi untuk dapat meminimalkan polutan dan gas rumah kaca.

Aspek Keekonomian

Studi Mitretek Systems tahun 2002 untuk Teknologi Energi Nasional DOE AS Laboratorium menganalisis produksi hidrogen dari batubara dan menghasilkan proyeksi biaya hidrogen (Mitretek, 2002). Studi ini menganalisis sepuluh desain berbeda menggunakan teknologi dan ukuran fasilitas produksi yang berbeda sehingga menghasilkan biaya yang berbeda. Sistem termasuk desain dengan dan tanpa penyerapan karbon serta dengan berbagai jumlah koproduksi tenaga listrik. Tiga dari desain tidak termasuk di sini karena fokus pada produksi tenaga listrik dan bukan pada produksi hidrogen.

Biaya yang diproyeksikan dalam penelitian ini menggunakan asumsi keekonomian yang diberikan pada Tabel 4.3.

Tabel 4.3. Asumsi Keekonomian Studi Mitretek Systems

No	Asumsi	Unit
1	Debt/Equity	67/33%
2	Return on equity	15%
3	Interest on debt	8%
4	General inflation	3%
5	Coal de-escalation below general inflation	1.50%
6	Plant life	25 years
7	Depreciation DDB	15 years
8	Federal tax rate	34%
9	State tax rate	6%
10	Cost of carbon sequestration	\$10/ton Carbon
11	Cost of coal	\$29/ton AR
12	Construction period	3 years
13	Output startup year	50%

Dalam studi tersebut *gasifier quench Texaco* dan *gasifier E-gas* milik Conoco Phillips dibandingkan. Untuk mengurangi emisi karbon, dapat menggunakan *conventional pressure swing adsorption* (PSA) atau teknologi membran canggih untuk menghilangkan karbon dari gas. Pabrik yang terutama memproduksi hidrogen menggunakan *heat recovery steam generator* (HRSG) untuk menghasilkan uap dan fasilitas pembangkit. Desain yang ditunjukkan pada Tabel 4.4 yang diproduksi bersama listrik menggunakan pembangkit *combined cycle* (CC) sedangkan pembangkit yang lebih *advanced* menggunakan pembangkit listrik *solid oxide fuel cell* (SOFC).

Tabel 4.4. Summary Study Mitretek Systems untuk Beberapa Teknologi Gasifikasi Batubara

	Design 1	Design 2	Design 3	Design 4	Design 5	Design 6	Design 7
Gasifier	Texaco	Texaco	E-gas	E-gas	E-gas	E-gas	E-gas
Carbon Sequestration	NA	PSA	Membrane	NA	PSA	PSA	Membrane
Electricity Production	HRSG	HRSG	HRSG	CC	CC	SOFC & CC	SOFC & CC
Sequestration Percentage	0%	87%	100%	0%	95%	90%	95%
H ₂ Production, kg/day	309500	281100	373300	352000	361400	352000	354400
Coal Consumption, tons/day	3000	3000	3000	6000	6000	6000	6000
HHV Efficiency %	63.7	59	75.5	62.4	56.5	64.5	65.2
Net Electrical Power, MW	20.4	26.9	25	475	358	509	519
Capital Cost, millions	495	562	573	1228	1281	1399	1375
RSP of H ₂ \$/GJ LHV	8.78	10.51	7.57	6.97	7.25	3.59	3.08
RSP of H ₂ \$/kg	1.05	1.25	0.90	0.83	0.86	0.43	0.37

Studi serupa dilaksanakan oleh Kreutz et al. pada tahun 2005 dan membandingkan beberapa metode yang berbeda untuk gasifikasi batubara dan produksi hidrogen dan listrik (Kreutz T, Williams R, Consonni S. et al, 2005). Semua pembangkit dalam penelitian ini menggunakan teknologi gasifier Texaco dan turbin gas Siemens V64.3a untuk produksi listrik terintegrasi. Penghilangan emisi belerang dilakukan dengan proses Selexol. Semua pembangkit hidrogen menggunakan *two water-gas shift reactors* dan sistem Selexol untuk menghilangkan CO₂. *Pressure swing adsorption* digunakan untuk pemisahan hidrogen dengan efisiensi 85%.



Kreutz et al. meneliti banyak variasi pembangkit yang berbeda, namun dipilih hanya pembangkit yang menghasilkan hidrogen murni pada kemurnian 99,999%. Faktor lain yang berkontribusi pada variasi desain adalah tekanan gasifikasi, ventilasi CO₂, dan metode pendinginan syngas. Asumsi ekonomi untuk analisis disajikan pada Tabel 4.5.

Tabel 4.5. Asumsi Studi Kreutz et al.

No	Asumsi	Unit
1	Coal price (2001 avg cost to electric generators)	\$1.26/GJ LHV
2	Capacity factor	80%
3	Return on equity	15%
4	Interest during construction	12.3% of overnight capital
5	Debt/Equity	55/45%
6	Real discount rate	7.80%
7	O&M costs	4% overnight capital
8	Cost of CO ₂ transport and storage	\$5/tonne CO ₂
9	Co-product electricity price	6.23 ¢/kWh
10	Depreciation	MACRS
11	Federal and state income tax	38.2% combined
12	Plant life	25 years
13	Construction period	4 years
14	Levelized capital charge rate period	30 years

Studi Kreutz dkk. menunjukkan teknologi yang tersedia dan berlaku saat ini seperti turbin gas, gasifier Texaco, dan pressure-swing adsorption. Desain 1 dan 2 dari Gray dan studi Tomlinson sebanding dengan HVQ dan HPQ Kreutz et al. dengan konfigurasi masing-masing, dan keduanya menunjukkan biaya yang sama untuk hidrogen yang dihasilkan. Misalnya pembangkit tanpa sekuestrasi memiliki biaya hidrogen 1,05-1,15 USD/kg, dan jika sekuestrasi adalah dimasukkan, maka biaya meningkat menjadi 1,25-1,36 USD/kg. Dalam kedua kasus, Kreutz et al. punya biaya hidrogen yang lebih tinggi dibandingkan dengan desain serupa dalam studi Gray dan Tomlinson.

Tabel 4.6. Summary Study Kreutz dkk. untuk Beberapa Teknologi Gasifikasi Batubara

	HVQ	HPQ	HVS	HPS	HPSY	HPSL	HPQ120	HPS120
Gasification pressure (bar)	70	70	70	70	70	70	120	120
Carbon Sequestration	0%	91%	0%	90%	91%	74%	91%	90.12
Syngas cooling	Q	Q	R + C	R + C	R + C	R + C	Q	R + C
Coal Consumption, tonnes/day	6483	6483	6249	6249	3721	3383	4887	4638
H ₂ Production, kg/day	0	0	0	0	0	0	0	0
LHV Efficiency %	57.46	57.46	57.45	57.45	50.10	50.10	57.28	57.21
Net Electrical Power, MW	78.40	38.90	111.00	73.82	89.49	100.30	51.42	66.03
Capital Cost, millions	1138	1200	1391	1452	893	845	1164	1450
RSP of H ₂ \$/GJ LHV	9.60	11.40	11.12	12.70	13.00	12.39	11.01	13.09
RSP of H ₂ \$/kg	1.15	1.36	1.33	1.52	1.55	1.48	1.31	1.56

Dua studi oleh Rutkowski selesai pada tahun 2005 dilakukan sebagai bagian dari Department of Energy Hydrogen Program Production Case Studies. Kedua studi tersebut menggunakan parameter ekonomi

yang sama, tetapi salah satunya termasuk menghitung *carbon capture* dan *sequestration*. Pabrik tanpa penyerapan (*sequestration*) menghasilkan 255.400 kg/hari hidrogen dengan biaya 1,50 USD/kg. Jika penyerapan disertakan, pabrik memiliki output hidrogen 276.900 kg/hari dengan biaya 1,83 USD/kg (Rutkowski M. Current, 2005).

Batubara untuk Menghasilkan Bahan Bakar Melalui Pencairan Batubara (*Coal Liquefaction*)

Pencairan batubara adalah proses mengkonversi batubara menjadi hidrokarbon cair baik berupa bahan bakar minyak maupun bahan petrokimia. Namun, umumnya produk utama yang dikehendaki dari pencairan batubara adalah berupa bahan bakar minyak sehingga terkenal istilah "*Coal to Liquid Fuels*" atau CTL.

Teknologi Pencairan Batubara

Secara umum teknologi pencairan batubara terbagi atas tiga kategori: pirolisis, pencairan langsung (*Direct Coal Liquefaction/DCL*), dan pencairan tidak langsung (*Indirect Coal Liquefaction/ICL*).

Pirolisis

Pencairan batubara melalui pirolisis dilakukan melalui pemanasan batubara tanpa kehadiran udara pada suhu 400°C dan menghasilkan gas, cairan hidrokarbon, dan arang (*char*). Pirolisis batubara disebut juga dengan proses destilasi destruktif. Proses ini melibatkan pemutusan ikatan karbon dalam struktur makromolekul batubara. Reaksi pemutusan ikatan karbon menyebabkan penurunan berat molekul dalam hidrokarbon batubara sehingga mengubah batubara yang padat menjadi cairan atau gas.

Teknologi pencairan batubara dengan proses pirolisis telah banyak tersedia secara komersial. Tabel 4.7 memperlihatkan daftar berbagai teknologi pirolisis batubara pada kondisi operasi proses tertentu dan produk pirolisisnya. Dalam teknologi pirolisis ada beberapa faktor yang mempengaruhi efisiensi proses dan hasil produk, antara lain peringkat batubara, ukuran partikel batubara, jenis reaktor, mekanisme proses, tekanan parsial hidrogen, tekanan reaktor, suhu pemrosesan, dan waktu tinggal batubara.

Tabel 4.7. Ringkasan Perbandingan Pencairan Batubara dengan Teknologi Pirolisis

Proses	Pengembang	Tipe Reaktor	Suhu Reaksi (°C)	Tekanan Reaksi (psi)	Waktu Tinggal Batubara	Yield (%)		
						Char	Minyak	Gas
Lurgi-Ruhrgas	Lurgi-Ruhrgas	Mechanical mixer	450–600	15	20 detik	45–55	15–25	30
COED	FMC Corp.	Multiple fluidized bed	290–815	20–25	1– 4 jam	60,7	20,1	15,1
Occidental coal pyrolysis	Occidental	Entrained flow	580	15	2 detik	56,7	35,0	6,6
TOSCOAL	Tosco	Kiln-type retort vessel	425–540	15	5 menit	80–90	5–10	5–10
Clean coke	U.S. Steel Corp.	Fluidized bed	650–750	100–150	50 menit	66,4	13,9	14,6
Union Carbide process	Union Carbide	Fluidized bed	565	1000	5 - 11 menit	38,4	29,0	16,2



Direct Coal Liquefaction (DCL)

Proses DCL sering disebut juga dengan proses hidrogenasi karena dalam prosesnya memerlukan kehadiran gas hidrogen. Teknologi DCL melibatkan kontak batubara secara langsung dengan katalis pada suhu dan tekanan tinggi dengan tambahan gas hidrogen (H_2). Proses ini biasanya memerlukan pelarut untuk membentuk produk cairan mentah yang selanjutnya dimurnikan menjadi produk bahan bakar cair.

Proses DCL memiliki sejarah yang relatif panjang dan berbagai teknologi telah berhasil dioperasikan sepenuhnya dalam skala besar. Operasi pencairan batubara dalam skala besar tersebut telah memberikan kontribusi sangat besar bagi kemajuan industri proses pencairan batubara dari aspek permesinan, desain, dan pengetahuan. Proses teknologi DCL yang telah komersial termasuk H-Coal, *Solvent Refined Coal I (SRC-I)*, SRC-II, *Exxon Donor Solvent (EDS)*, *Integrated Two-Stage Liquefaction (ITSL)*, CC-ITSL, dan *Catalytic Two-Stage Liquefaction (CTSL)*.

Indirect Coal Liquefaction (ICL)

Berbeda dengan DCL yang mengkonversi batubara secara langsung menjadi hidrokarbon cair, ICL memerlukan dua tahap untuk mencairkan batubara. Pada tahap pertama proses ICL batubara mengalami proses gasifikasi batubara yang menghasilkan campuran gas CO dan H_2 yang terkenal sebagai syngas. Kemudian dengan menggunakan proses Fischer–Tropsch, syngas dikonversi menjadi cairan hidrokarbon.

Keekonomian

Afrika Selatan menjadi salah satu negara yang telah berhasil mengimplementasikan industri pencairan batubara. Secara teknologi maupun keekonomian, pencairan batubara sudah terbukti memiliki potensi yang dapat diandalkan. Berdasarkan kajian JPMorgan Chase & Co. pada tahun 2006, 1 ton batubara yang dicairkan melalui proses *indirect coal liquefaction* dapat menghasilkan produk minyak untuk pembangkit listrik yang setara dengan US\$182. Dibandingkan dengan pembakaran langsung pada pembangkit listrik, 1 ton batubara hanya senilai dengan US\$120. Apalagi jika produk hasil pencairan batubara diarahkan untuk berbagai kebutuhan sebagai sumber energi pembangkit listrik dan bahan baku industri petrokimia maka 1 ton batubara akan senilai dengan US\$254.

Sasol Synfuels International merupakan salah satu pelaku industri pencairan batubara di Afrika Selatan. Berdasarkan rilis analisis *cost & benefit* yang dilakukan oleh Sasol, investasi terbesar dalam penyediaan fasilitas pencairan batubara adalah pembangunan infrastruktur oleh pemerintah. Selanjutnya investasi pembangunan pabrik pencairan batubara oleh investor sesuai dengan skala pabrik yang akan dibangun. Dari kedua biaya yang signifikan tersebut, manfaat yang dihasilkan dari adanya program pencairan batubara adalah sebagai berikut:

1. Meningkatkan serapan tenaga kerja yang cukup besar;
2. Penghematan terhadap nilai tukar dan memperbaiki neraca perdagangan nasional secara signifikan karena dapat mengurangi impor minyak;
3. Meningkatkan pertumbuhan ekonomi secara lokal maupun nasional; dan
4. Meningkatkan pendapatan negara dari sektor pajak.

Briket Batubara-Biomassa (Bio-coal) untuk *Co-firing* PLTU dan Briket Batubara Terkarbonisasi untuk Industri Kecil/UMKM

Briket adalah bahan bakar padat yang dibentuk melalui penekanan atau pencetakan sehingga memiliki ukuran yang seragam sesuai dengan kebutuhan. Briket batubara adalah batubara yang telah dicetak sehingga ukuran butirnya seragam, umumnya berukuran 3 cm - 5 cm.

Berdasarkan bahan baku, briket batubara dapat dikategorikan menjadi 3 jenis, yaitu:

1. Briket batubara non karbonisasi;
2. Briket batubara terkarbonisasi; dan
3. Briket *bio-coal*.

Briket batubara non karbonisasi adalah briket batubara yang dibuat langsung tanpa proses karbonisasi terlebih dahulu. Pembuatan briket ini sangat sederhana karena hanya terdiri dari penggerusan, pencampuran bahan pengikat, dan pencetakan. Sedangkan pada briket batubara terkarbonisasi, bahan baku yang digunakan berupa batubara yang telah dikarbonisasi atau dirangkan terlebih dahulu. Tujuan karbonisasi adalah untuk mengurangi kadar zat terbang sehingga saat pembakaran tidak menimbulkan asap.

Briket *bio-coal* merupakan briket non karbonisasi tetapi bahan bakunya berupa campuran batubara dan biomassa. Umumnya briket ini tanpa bahan pengikat dengan tekanan pembriketannya cukup tinggi yaitu sekitar 3 ton/cm².

Potensi pasar briket batubara terkarbonisasi untuk industri kecil/UMKM yang padat energi dalam operasionalnya. Potensi pasar tersebut terlihat dari hasil survei pada 2001 dan 2002 untuk Jawa dan Bali yang menunjukkan kebutuhan akan briket batubara relatif besar. Survei dilakukan di daerah Jawa dan Bali dengan pertimbangan sentra UMKM dominan pada daerah tersebut. Potensi pasar briket batubara-biomassa (*bio-coal*) untuk cofiring PLTU juga masih terbuka luas karena penggunaan PLTU berbahan bakar batubara masih akan tetap dipertahankan dalam jangka panjang seiring dengan pemanfaatan *clean coal technology* (CCT).

Tabel 4.8. Konsumsi Penggunaan Briket Batubara di Jawa & Bali

Pengguna	Kuantitas potensi penggunaan, ton					
	Jawa Barat	Jawa Tengah	Jawa Timur	Yogyakarta	Bali	Total
Tahu/Tempe	111.660	84.500	96.400	8.150	8.070	308.780
Pengeringan gabah	207.053	166.575	170.677	12.944	15.824	573.073
Peternakan ayam	53.244	53.244	53.244	10.649	10.649	181.030
Pondok pesantren	11.813	4.271	9.040	788	91	26.033
Jamu	87.600	87.600	525.600	-	-	700.800
Lain-Lain*)	2.520	1.992	2.400	120	100	7.132
Total	473.800	398.182	857.361	32.651	37.734	1.976.818

*) Industri mie, petis, roti, pengeringan tembakau, pengolahan kulit, rumah makan
Sumber: Departemen Koperasi & Pengusaha Kecil Menengah, 2002.



Proses dan Teknologi

Pembuatan briket batubara dapat dibagi menjadi beberapa tahap meliputi penggerusan batubara, pencampuran bahan pengikat, pencetakan, dan pengeringan.

Briket Batubara-Biomassa (*Bio-coal*)

Bio-coal adalah briket batubara dengan bahan baku berupa campuran batubara serbuk dengan serbuk biomassa. Pengembangan produksi briket *bio-coal* telah mencapai skala operasi *demo plant* dengan kapasitas 5 ton per jam. *Demo plant* pabrik briket *bio-coal* berada di Sentra Teknologi Pemanfaatan Batubara di Palimanan, Kabupaten Cirebon. Mesin briket *biocoal* tersebut telah dioperasikan dengan campuran bahan baku beberapa variasi antara lain batubara-bagas, batubara-serbuk gergaji, batubara-sekam padi, dan batubara-tandan sawit.

Briket batubara terkarbonisasi

Briket batubara terkarbonisasi merupakan briket batubara tanpa asap, karena kadar zat terbang pada batubara telah dikurangi sampai sekitar 15% (*air dried basis* atau adb) melalui proses karbonisasi suhu rendah. Salah satu produsen briket terkarbonisasi adalah PT Bukit Asam di Tanjung Enim, berkapasitas 10.000 ton per tahun.

Briket batubara non karbonisasi

Pembuatan briket batubara non karbonisasi adalah dengan menambahkan bahan pengikat berupa tepung tapioka, serbuk tanah liat, atau molase berukuran 60 mesh pada batubara berukuran 3 mm. Jumlah bahan pengikat yang optimal adalah:

- jika menggunakan tepung tapioka sekitar 3% berat batubara;
- jika menggunakan serbuk tanah liat sekitar 10% berat batubara;
- jika menggunakan molase sekitar 8% berat batubara.

Keekonomian

Salah satu fungsi pembriketan adalah untuk memanfaatkan batubara butiran halus dari *stock pile* atau *fine coal* dari penimbunan batubara karena mengalami terpaan cuaca. *Fine coal* umumnya terjadi pada batubara kadar air tinggi yang sangat mudah hancur apabila dihampar di udara terbuka. Pembriketan *fine coal* terbukti memberikan nilai ekonomi yang relatif bagus. Pemanfaatan batubara kadar abu tinggi yang masih mampu bakar juga cocok untuk kegiatan operasi yang tak membutuhkan temperatur tinggi.

Keekonomian produksi briket dari *fine coal* cukup positif sehubungan dengan harga bahan baku yang relatif murah karena hanya dikenakan sebagai biaya operasi pengambilan *fine coal* dari suatu timbunan di *stock pile*.

Batubara untuk Industri Metalurgi

Secara umum kokas, briket kokas, *carbon raiser*, dan *pulverized coal injection* adalah padatan hasil karbonisasi batubara atau material kaya karbon lainnya. Karbonisasi sendiri adalah proses pemanasan batubara dengan kondisi oksigen terbatas sehingga menyisakan karbon padat dan abu. Produk karbonisasi akan berupa kokas jika operasi pemanasan berlangsung pada temperatur tinggi dan semi kokas pada temperatur lebih rendah (400-700 °C). Semi kokas dengan *properties* tertentu dapat digunakan sebagai *carbon raiser* maupun reduktor pada pengolahan dan pemurnian mineral logam seperti nikel.

Kokas dan semi kokas digunakan dalam industri pemurnian nikel dan besi. Berdasarkan data dari pengguna kokas, kebutuhan kokas untuk *blast furnace* mencapai 4 juta ton. Sedangkan kebutuhan batubara semi kokas untuk produksi ferro nikel melalui *rotary kiln electric furnace* sekitar 10 juta ton. Permintaan semi kokas untuk briket batubara terkarbonisasi (*smokeless fuel*) diperkirakan juga cukup tinggi sekitar 500.000 ton per tahun dengan asumsi 25% dari kebutuhan briket batubara.

Proses dan Teknologi Kokas Metalurgi

Proses pembuatan kokas metalurgi dapat dilakukan dengan bahan baku berupa *coking coal* yang dicampur dengan beberapa jenis batubara *non coking coal* atau *coking coal non premium*. Sebagai ilustrasi, spesifikasi batubara sebagai bahan *blending* di PT Krakatau Steel dapat dilihat pada Tabel 4.9. Di Indonesia, produsen kokas metalurgi didominasi oleh 3 pabrik yaitu PT Krakatau Steel, PT Krakatau Posco, dan PT Indocoke yang seluruhnya berlokasi di Cilegon.

Tabel 4.9. Spesifikasi Batubara Indonesia di PT Krakatau Steel

SPELIFICATION	SARAJI	MORANBAH NORTH	GERMAN CREEK #8	GOONYELLA	LAKE LINDSAY	AKT	ADARO	MGM	SMM	
Total moisture	%	10	10	10.30	10	10.30	9	9	9	9.2
Ash	%	10.5	8.5	9.10	8.90	9.5	9	5.6	4.8	7.9
Volatile Matter	%	18.60	23.30	20.20	23.20	17.20	26.5	39	38	34.80
Fixed Carbon	%		66.70	69.20	66.90	71.90	64.00	52.00	54.90	55.40
Total Sulfur	%	0.60	0.50	0.52	0.52	0.49	0.95	0.89	0.30	0.74
Phosphorous	%	0.036	0.04	0.05	0.03	0.06	0.02	0.01	0.02	
CSN		9.00	9.00	9.00	8.50	8.00	9.00	5.00	7.00	8.5
Caking index-G			90	86		70	91	80		
Sapoznikov-Y			18	15		8	25	10		
Long Max Fluidity (LMF)		2.3	3.18	2.54	3	1.3	2.65	2	2.71	4.46
M10	%	85	83	84	80	73	55.5			
M40	%	6	8	7	6	8	9.2			
CSR	%	71	68	70	68	58	60		38	45
CRI	%		22	21	22	27	26.4		46,2	31.7
Vitrinite Reflectance (Rv Max)	%	1.52	1.18	1.44	1.2	1.63	1.27	0.74	0.76	0.79
			AUSTRALIA				INDONESIA (KALIMANTAN)			

Sumber: PT Krakatau Steel (2017)



Pemenuhan batubara untuk kebutuhan kokas metalurgi sebagian besar masih mengandalkan impor batubara dari Australia. Penggunaan batubara lokal sebagai umpan *blending* bahan baku kokas metalurgi hanya mencapai 20%. Batubara lokal tersebut antara lain berasal dari Asmin Koalindo Tuhup (AKT), Adaro Indonesia, Marunda Graha Mineral (MGM), dan Suprabari Mapindo Mineral (SMM).

Keekonomian Kokas Metalurgi

Berdasarkan proses karbonisasi batubara kadar air tinggi, 1 ton batubara (US\$20/ton) akan menghasilkan 0,29 ton produk semi kokas dengan harga jual US\$140/ton dan produk samping listrik dan tar. GPM yang dihasilkan adalah sebesar US\$28,6. Analisis finansial dilakukan pada kapasitas produksi 500 ribu ton per tahun. Saat ini pabrik semi kokas telah mulai beroperasi di Kalimantan Utara sejak awal 2020. Berdasarkan data pabrik tersebut diperoleh nilai Capex US\$72,3 juta dan nilai Opex sebesar US\$12,1 juta per tahun sehingga dihasilkan IRR sebesar 37,8% dan NPV sebesar US\$185 juta. Berdasarkan indikator ekonomi maka teknologi ini layak secara komersial.

Berdasarkan proses karbonisasi batubara kadar air tinggi, 1 ton batubara (US\$20/ton) akan menghasilkan 0,29 ton produk semi kokas dengan harga jual US\$140/ton dan produk samping listrik dan tar. GPM yang dihasilkan adalah sebesar US\$28,6. Analisis finansial dilakukan pada kapasitas produksi 500 ribu ton per tahun. Saat ini pabrik semi kokas telah mulai beroperasi di Kalimantan Utara sejak awal 2020. Berdasarkan data pabrik tersebut diperoleh nilai Capex US\$72,3 juta dan nilai Opex sebesar US\$12,1 juta per tahun sehingga dihasilkan IRR sebesar 37,8% dan NPV sebesar US\$185 juta. Berdasarkan indikator ekonomi maka teknologi ini layak secara komersial.

Teknologi Carbon Riser

Carbon riser adalah produk yang dihasilkan dari proses karbonisasi pada suhu tinggi (*high temperature carbonization*, >900°C). Seperti halnya semi kokas dan kokas, *carbon riser* merupakan produk yang banyak digunakan pada industri peleburan besi, baja dan pengecoran, berfungsi sebagai aditif dan bahan bakar. Selain itu, salah satu produk carbon riser lainnya adalah karbon aktif yang dapat digunakan di berbagai proses produksi, antara lain sebagai media penangkap emas pada proses pengolahan biji emas. Perbedaan dengan semi kokas dan kokas, *carbon riser* memiliki fungsi utama sebagai peningkat karbon pada proses produk akhir, seperti pembuatan baja karbon, baja alloy yang merupakan paduan logam besi dengan unsur-unsur lainnya seperti karbon, krom, nikel, mangan, fosfor dan sebagainya, dan *high speed steel* yang memiliki kandungan karbon sekitar 0,7-1,5%.

Keekonomian Carbon Riser

Untuk 1 ton batubara sub-bituminous yang diproses dengan karbonisasi membutuhkan biaya sekitar US\$35/ton dapat menghasilkan 0,6 ton produk *carbon riser* dengan harga jual US\$214,3/ton atau bernilai US\$128,58. Analisis finansial dilakukan pada kapasitas produksi 2.500 ton per tahun. Saat ini pabrik carbon riser sudah beroperasi di Sumatera Selatan (PT Bukit Asam). Berdasarkan data pabrik tersebut, diperoleh nilai investasi sebesar US\$0,47 juta dan biaya operasional US\$0,24 juta per tahun. Dengan demikian, secara finansial investasi *carbon riser* dapat berpeluang menghasilkan nilai IRR 29% dan NPV US\$0,41 juta sehingga teknologi ini layak secara komersial.

Upgrading Batubara

Batubara peringkat rendah seperti lignit dan sub-bituminous pada umumnya memiliki nilai kalori rendah (< 5.100 kal/g dasar kering udara atau *air dried basis*, adb) serta kadar air cukup tinggi (30%-50%). Akibat tingginya kadar air maka nilai kalori batubara tersebut menjadi rendah sehingga kurang diminati dan sulit untuk dipasarkan. Padahal sumber daya batubara jenis ini jumlahnya cukup banyak di Indonesia. Selain itu, batubara peringkat rendah juga memiliki kecenderungan untuk mengalami swabakar (*self ignition*) sehingga memerlukan penanganan khusus saat disimpan maupun ditransportasikan. Sumber daya dan cadangan batubara peringkat rendah di Indonesia yang cukup tinggi tentu memiliki potensi besar untuk dimanfaatkan melalui proses peningkatan kualitasnya sehingga cocok dengan kebutuhan pasar. Salah satu cara peningkatan kualitas batubara tersebut adalah melalui proses *upgrading* batubara dengan cara pengeringan untuk menurunkan kadar airnya.

Di Indonesia proses pengeringan dengan maksud menurunkan kadar air belum diterapkan secara komersial karena sampai saat ini konsumen batubara baik PLTU, pabrik semen, maupun industri lainnya masih menggunakan batubara bituminous yang mempunyai kandungan air antara 13% dan 20%. Namun, cadangan batubara bituminous mulai menipis sehingga peningkatan kualitas (*upgrading*) batubara peringkat rendah di Indonesia dinilai sangat penting karena cadangannya cukup besar.

Teknologi Existing

Upgrading batubara peringkat rendah pada prinsipnya dilakukan dengan menurunkan kadar air sehingga nilai kalorinya meningkat. Secara umum teknologi *upgrading* batubara tersebut terdiri atas evaporasi dan non-evaporasi. Pada proses evaporasi, air dari batubara dikeluarkan dalam fasa gas. Batubara dipanaskan, baik secara langsung maupun tidak langsung dengan uap panas menggunakan *dryer* (misal *rotary tube dryer*, *fluidized bed dryer*, dan *flash dryer*). Dengan metode evaporasi ini, air bawaan memiliki kecenderungan untuk kembali terserap oleh batubara. Metode ini dapat diterapkan jika batubara tersebut akan segera digunakan.

Proses evaporasi dengan pelapisan (*coating*) atau pembriketan pasca proses dapat membantu kestabilan kadar air. Proses pelapisan menggunakan residu atau ter akan melapisi permukaan batubara sehingga pori-pori yang terbuka akibat proses pemanasan akan tertutup. Begitu pula dengan proses pembriketan, karena tekanan yang tinggi, pori-pori batubara yang terbuka akan tertutup. Contoh teknologi ini adalah *Zemag*, *Wirbelschicht Trocknung Anlage* (WTA), dan *cold-dry*. Sedangkan teknologi *upgrading* yang dikembangkan oleh tekMIRA adalah *Upgraded Brown Coal* (UBC) dan *Coal Drying & Briqueting* (CDB).

Proses non-evaporasi, air dalam batubara dikeluarkan dalam fasa cair karena penggunaan tekanan tinggi pada saat proses. Temperatur dan tekanan tinggi menyebabkan terjadinya penguapan air bebas, air bawaan, tar, hidrogen, CO_2 , CO, dan hidrokarbon. Tar yang keluar dari batubara akan menutupi pori-pori permukaan batubara yang terbuka karena proses pemanasan sehingga batubara produk proses ini kadar airnya relatif stabil. Contoh teknologi ini adalah *K-fuel*, *Fleissner*, *Hot Water Drying* (HWD), dan *Exergen Continuous Hydro Thermal Drying* (CHTD).

Teknologi tekMIRA

Upgraded Brown Coal (UBC)

UBC merupakan teknologi peningkatan kualitas batubara peringkat rendah yang dikembangkan bersama antara Puslitbang Teknologi Mineral dan Batubara (tekMIRA) dengan pemilik teknologi yaitu Kobe Steel Ltd. Jepang. Pilot plant kapasitas 5 ton/hari telah dibangun di Palimanan dan mulai beroperasi sejak 2003 dan *demonstration plant* di Satui, Kalimantan Selatan pada 2006 sampai 2011.



Proses UBC dilakukan dengan memanaskan batubara (< 3mm) yang telah dicampur kerosin dan residu (*low sulfur wax residue*, LSWR) pada temperatur $\pm 150^{\circ}\text{C}$ dan tekanan 0,35 MPa ($\pm 3,5$ atm). LSWR merupakan senyawa organik yang beberapa sifat kimianya memiliki kesamaan dengan batubara, akan teradsorpsi secara selektif ke dalam pori-pori batubara kemudian mengering dan bersatu dengan batubara. Lapisan LSWR ini menempel cukup kuat sehingga batubara dapat disimpan di tempat terbuka untuk jangka waktu yang cukup lama. Sedangkan kerosin diperlukan sebagai media dalam proses. Kerosin yang telah dipakai dipisahkan dari air (berasal dari batubara) berdasarkan perbedaan berat jenis dan dapat digunakan kembali untuk proses berikutnya. Produk UBC dapat berupa serbuk atau briket tergantung kepada lokasi pengguna akhir.

Coal Drying and Briqueing (CDB)

Teknologi CDB dikembangkan oleh tekMIRA untuk memperbaiki teknologi UBC yang membutuhkan rantai yang panjang dalam prosesnya sehingga biaya operasionalnya mahal. Teknologi CDB pada skala bench terdapat di Palimanan dan siap untuk ditingkatkan ke skala *pilot*. Dalam proses CDB, umpan batubara diremuk dan digiling menjadi ukuran di bawah 8 mm kemudian dikeringkan menggunakan *steam tube dryer*. Dengan demikian kandungan air dalam batubara akan turun dari 45-65% menjadi 10-15% yang secara otomatis akan menaikkan nilai kalor batubara tersebut menjadi >5300 kal/g.

Hasil proses CDB bisa dalam bentuk briket maupun serbuk. Briket dibuat tanpa menggunakan bahan perekat memakai *double roll briquete machine* tekanan tinggi, berkisar 15-19 MPa. Dari Tabel 4.10 terlihat bahwa proses UBC lebih kompleks dan membutuhkan media, sedangkan proses CDB lebih sederhana dan tidak membutuhkan media sehingga biaya proses jauh lebih murah. Namun, batubara produk UBC memungkinkan untuk disimpan dalam jangka waktu lama dan dapat ditransportasikan pada jarak jauh (ekspor). Studi tentang pengiriman batubara produk UBC sudah dilakukan, yaitu dengan mengirimkannya dari Palimanan ke Jepang baik bulk dalam palka maupun disimpan dalam *container*. Hasil menunjukkan bahwa batubara produk UBC aman untuk ditransportasi jarak jauh tanpa terjadi swabakar.

Tabel 4.10. Perbedaan Proses UBC dan CDB

Metode <i>Upgrading</i>	UBC	CDB
Suhu operasi ($^{\circ}\text{C}$)	160	230
Tekanan (atm)	13.058	1
Umpan batubara	<i>Slurry</i>	Solid (bongkah)
Media	Kerosin dan LSWR	Tanpa media
Proses	Kompleks	Sederhana
Produk	Dapat diekspor	Penggunaan langsung

Keekonomian

Dengan proses *upgrading* menggunakan teknologi UBC, 1 ton batubara peringkat rendah dengan harga US\$20/ton menghasilkan 0,7 ton produk batubara UBC kalori tinggi senilai US\$35 dengan asumsi harga jual batubara kalori tinggi sebesar US\$50/ton. GPM yang dihasilkan dari teknologi ini adalah (-) US\$2,9/ton batubara. Analisis finansial untuk teknologi UBC dilakukan pada kapasitas produksi 5.000 ton per hari. Jenis dan harga peralatan dihitung berdasarkan basic design pada 2002, dihasilkan nilai Capex US\$167 juta dan Opex US\$83 juta per tahun. Hasil analisis finansial menghasilkan nilai *internal rate of return* (IRR) sebesar -6,4%, *net present value* (NPV) (-) US\$104 juta. Berdasarkan indikator ekonomi, teknologi ini belum layak komersial.

Melalui proses *upgrading* dengan teknologi CDB, 1 ton batubara peringkat rendah dengan harga US\$20/ton menghasilkan 0,83 ton produk batubara CDB kalori menengah senilai US\$29,1 dengan asumsi harga jual batubara kalori menengah sebesar US\$35/ton. GPM yang dihasilkan dari teknologi ini adalah US\$2,4/ton batubara. Analisis finansial untuk teknologi CDB dilakukan pada kapasitas produksi 5.000 ton per hari. Jenis dan harga peralatan diasumsikan sebesar 20% biaya UBC yaitu US\$33,4 juta sedangkan biaya operasional diasumsikan sebesar US\$6,73/ton. Hasil analisis finansial menghasilkan nilai *internal rate of return* (IRR) sebesar 17%, *net present value* (NPV) US\$13,9 juta. Berdasarkan indikator ekonomi, teknologi ini layak secara komersial.

Material Maju dan Logam Tanah Jarang (LTJ) dari Batubara

Material maju berbahan baku karbon dan material maju berupa logam tanah jarang dapat diperoleh dari batubara.

Teknologi dan Pangsa Pasar

Material maju yang dimaksud dalam hal ini adalah material maju berbahan karbon yang memiliki sifat fisik seperti stabilitas termal dan sifat mekanik yang sangat baik atau sifat kimia yaitu mampu menjadi material penyimpanan energi. Material karbon maju akan mendukung kemajuan pengembangan teknologi dirgantara & pertahanan, elektronik, olahraga, otomotif, konstruksi, dan energi. Material maju yang akan dibahas adalah serat karbon, grafit, dan *carbon nano tube*. Material maju karbon tersebut dapat disintesis dari produk destilasi tar batubara yang dinamakan *coal tar pitch* (CTP).

Potensi Pasar *Advance Carbon Material* Serat Karbon (*Carbon Fibre*)

Material disebut dalam bentuk serat bila mempunyai rasio panjang per diameter sangat besar. Serat karbon (CF) memiliki diameter filamen antara 5 mikron hingga 15 mikron dengan panjang dapat mencapai ratusan meter tergantung kebutuhan. Serat karbon digunakan terutama sebagai bahan penguat (tulangan) dalam komposit dengan matriks resin sintesis seperti epoksi, polimida, ester vinil, fenolik, dan material termoplastik lainnya. Komposit ini umumnya dikenal sebagai CFRP (*Carbon Fibre Reinforce Polymer*). CFRP dianggap sebagai teknologi energi bersih karena posisinya sebagai bahan pendukung kegiatan konservasi energi dan penerapan energi baru dan terbarukan. Sebagai contoh, CFRP dapat mengurangi berat kendaraan sehingga mengurangi penggunaan bahan bakar.

Grafit

Grafit adalah material yang tersusun dari unsur karbon murni yang membentuk kristal heksagonal. Grafit selain digunakan dalam pensil juga digunakan sebagai pigmen dan agen *molding* di bidang manufaktur kaca, sebagai anode baterai, dan sebagai moderator elektron pada reaktor nuklir. Pasar grafit masih terbuka lebar mengingat perkembangan teknologi baterai masih berevolusi hingga saat ini. Walaupun teknologi baterai mulai bergeser dari Li-ion yang relatif mahal ke teknologi baru berbasis kation lainnya (Na, Al, Si), material anode karbon berbasis grafit sintetik diprediksi akan terus mendominasi pasar setidaknya hingga ditemukan anode lain yang jauh lebih ekonomis.

Carbon Nanotubes (Graphene)

Graphene merupakan lapisan tunggal dari grafit. *Graphene* adalah struktur kristal alotrop karbon yang paling sederhana dan mendasari pembentukan material maju turunan karbon lainnya seperti *Carbon Nanotube* (CNT) dan grafit sintetik. Aplikasi CNT di antaranya adalah sebagai kemasan (*carrier*) pada



pengiriman obat-obatan, zat penghambat pertumbuhan kanker paru-paru, rekayasa genetika, implan buatan, pengawet, dan katalis. Sebanyak lebih dari 70% market CNT didominasi oleh produk plastik dan komposit, diikuti oleh industri elektronik dan industri energi sebesar 10% dan 8%. Sedangkan sisanya sebesar 13% digunakan untuk beragam industri mulai dari tekstil, *printing packaging*, dan aditif.

Keekonomian

Nilai keekonomian material maju karbon sangat tinggi karena memiliki karakteristik konduktivitas termal dan konduktivitas elektrik yang tinggi serta reduktor yang sangat baik sehingga dibutuhkan pada industri elektronik, material maju, dan peleburan. Nilai pasar CNT telah meningkat dari nilai US\$6 juta pada tahun 2004 menjadi US\$1.070 juta pada tahun 2014. Nilai tambah konversi batubara menjadi material maju juga sangat tinggi. Sebagai contoh CTP yang memiliki nilai ekonomi rata-rata 600 US\$/MT dapat ditingkatkan nilai keekonomiannya menjadi grafit sintetis yang bernilai hingga 20,000 US\$/MT. Nilai keekonomian grafit sintetis ini setara dengan 100 kali harga ter batubara dan setara dengan 350 kali harga batubara.

Logam Tanah Jarang dari Batubara

Rare Earth Elements (REE) adalah 17 unsur dalam kerak bumi yang terdiri dari 15 unsur logam *lanthanides* (La, Ce, Pr, Nd, Pm, Sm, Eu, Gd, Tb, Dy, Ho, Er, Tm, Yb, Lu) ditambah *scandium* dan *ytrium*. LTJ ini umumnya dijumpai dalam beberapa mineral seperti *monasit*, *xenotime*, dan *bastnaesite*. Namun beberapa penelitian terbaru menunjukkan bahwa batubara pun dapat mengandung LTJ dengan kadar setara dengan kadar LTJ yang ditemukan pada mineral pembawa LTJ (Tim Kajian Potensi LTJ Badan Geologi).

Batubara terdiri dari komponen organik dan non organik. Keberadaan LTJ pada batubara berasosiasi dengan komponen non organiknya. Proses pembakaran batubara di PLTU akan menghilangkan komponen organik dan menyisakan komponen non organik. Proses ini dapat mengakibatkan pengkayaan kandungan LTJ pada abu hasil pembakaran batubara (*FABA-fly ash* dan *bottom ash*). Kadar LTJ dalam fly ash batubara terbukti dapat meningkat 10 kali lebih besar dibandingkan di dalam batubara itu sendiri (Tim Kajian Potensi LTJ Badan Geologi).

Di Indonesia, sekitar 49% pembangkit listrik yang beroperasi saat ini menggunakan batubara sebagai sumber energinya. Pada tahun 2019, konsumsi batubara pada beberapa PLTU di Indonesia tercatat sekitar 98,9 juta ton, dengan potensi FABA yang dihasilkannya sekitar 10% atau 9,89 juta ton. FABA batubara jika tidak diutilisasi hanya menjadi produk buangan. Disamping itu dengan adanya PP no 22 tahun 2021 yang tidak lagi mengkategorikan FABA batubara khususnya dari PLTU sebagai limbah berbahaya, proses utilisasi FABA menjadi lebih mudah dan berpeluang untuk terus dioptimalkan. Keberadaan LTJ dalam batubara dan abu batubara dapat menjadi peluang PNT batubara Indonesia dan berdampak positif pada pembangunan industri modern di Indonesia.

Potensi Pasar LTJ

Unsur LTJ dikenal sebagai sumber material penting karena merupakan material penentu untuk mobil hibrid, perangkat identifikasi kesehatan (MRI, *x-ray*, *scanner*), LCD, *hard drive* komputer, fasilitas pembangkit listrik tenaga angin, teknologi hijau, peralatan dengan akurasi tinggi, perangkat *night vision*, sistem radar, dan peralatan militer.

Keekonomian LTJ

Perhitungan keekonomian LTJ meliputi biaya penambangan, biaya konsentrasi mineral, dan biaya pemurnian. Sebagian besar biaya operasi adalah biaya pengolahan atau konsentrasi mineral (23%) dan

biaya pemurnian menjadi LTJ hidroksida (33%). Biaya penambangan hanya memerlukan 9% dari biaya operasi. Nilai IRR akan mencapai 25% pada harga *Neodymium-Praseodymium Oxide* (NdPr) US\$ 85/kg.

Batubara untuk Material Agro Industri

Lebih dari 60 juta ha lahan di Indonesia digunakan untuk kegiatan perkebunan dan pertanian (BPS, 2020). Kegiatan usaha tersebut meliputi komoditas kelapa sawit, padi, jagung, karet, kelapa, hortikultura, kakao, kopi, singkong, kedelai, tebu, tembakau, kacang hijau, teh, dan ubi jalar. Kegiatan perkebunan dan pertanian tentu tidak dapat dilepaskan dari pasokan kebutuhan pupuk untuk mempertahankan produktivitas dan kualitas produknya. Khusus untuk komoditas kelapa sawit dan padi saja misalnya dibutuhkan sekitar 1 ton pupuk setiap hektarnya dalam setahun. Dengan demikian dapat diperkirakan bahwa kebutuhan pupuk untuk kedua komoditas tersebut sebesar 21 juta ton setiap tahunnya.

Produksi pupuk nasional pada tahun 2018 adalah sebesar 11.661.055 ton dan meningkat pada tahun 2019 menjadi 11.838.452 ton. Produksi pupuk nasional kembali meningkat pada 2020 hingga mencapai 12.254.676 ton. Jumlah produksi pupuk ini tentu belum ideal untuk dapat mencukupi kebutuhan pupuk nasional sehingga impor pupuk tidak terhindarkan. Hal ini mengindikasikan bahwa total luas lahan dengan total produksi dan impor pupuk di Indonesia sangat tidak sebanding. Untuk itu diperlukan produksi pupuk nasional dari sumber lain yang non konvensional untuk memenuhi kebutuhan pupuk nasional sekaligus mengurangi defisit neraca perdagangan dari sektor pupuk.

Batubara dapat menjadi sumber alternatif bagi produksi pupuk nasional karena memiliki unsur hara yang sangat lengkap. Batubara, terutama yang berumur muda (kalori rendah-sedang), mengandung kadar karbon relatif rendah (70-75%), hidrogen (5,5%), dan oksigen (20-25%). Selain itu, batubara muda pun memiliki kandungan lain seperti nitrogen, di fosfor penta oksida (P₂O₅), dan kalium oksida. Dengan demikian batubara tersebut telah memenuhi syarat untuk meningkatkan kandungan unsur hara makro di dalam media tanam.

Selain itu pemanfaatan batubara sebagai pupuk dapat mengurangi potensi terjadinya degradasi kualitas lahan pertanian. Degradasi tersebut dapat terjadi karena penerapan metode pertanian di Indonesia yang hanya mengembalikan unsur hara ke dalam tanah meliputi 3 unsur saja, yaitu nitrogen, fosfor, dan kalium. Padahal dalam satu siklus pertanaman terdapat 23 unsur tanah yang perlu diserap oleh tanaman. Rusak atau menurunnya kualitas tanah tersebut berdampak kepada kecenderungan penurunan produktivitas dan kandungan gizi komoditas pangan.

Berdasarkan karakteristik dan implementasinya, ada beberapa keuntungan dari pemanfaatan batubara sebagai pupuk, yaitu:

1. Kesuburan tanah dan kebutuhan hara untuk tanaman akan dapat dipertahankan;
2. Kandungan unsur hara pupuk relatif sama dengan kandungan tanaman;
3. Bahan baku pupuk terbaik berasal dari tanaman dan harus tersedia dalam jumlah yang banyak;
4. Pupuk dapat dibuat dalam waktu singkat, skala yang besar dan masif serta biaya murah; dan
5. Tidak mengubah kebiasaan dalam aplikasi.



Proses dan Teknologi

Dalam pembuatan pupuk dari batubara yang sempurna harus mengikuti 3 tahapan proses utama, yaitu:

1. Proses pemotongan rantai karbon panjang;
2. Proses pemecahan ikatan karbon kompleks, dengan tujuan untuk mendapatkan unsur-unsur hara yang sebelumnya terikat di dalamnya; dan
3. Proses aktivasi hara untuk dimanfaatkan oleh tanaman sebagai pupuk.

Keekonomian

Dalam perhitungan keekonomian pembuatan pupuk berbahan dasar batubara dapat dilihat dari 2 sisi, yaitu proses pemanfaatan/pembuatannya menjadi pupuk dan potensi distribusinya. Selain itu, peningkatan optimalisasi pemanfaatan batubara sebagai bagian dari bagian konservasi sumber daya alam memberikan nilai tambah, baik secara ekonomi, lingkungan, maupun teknologi.

Dari sisi pertama, berdasarkan konsep keekonomian pembuatan pupuk batubara dapat dilihat dari parameter laju pengembalian modal (IRR), *net present value* (NPV), waktu pengembalian modal minimum (*Pay Out Time/POT*), titik impas (*Break Even Point/BEP*), dan sensitivitas. Salah satu variabel yang sangat peka dalam parameter sensitivitas adalah harga bahan baku. Melihat ketersediaan batubara dan kebijakan *Domestic Market Obligation* (DMO) di Indonesia, maka variabel ini akan menjadi titik patokan potensi utama dalam pembuatan pupuk dari batubara.

Selanjutnya untuk sisi kedua, potensi pendistribusian pupuk batubara dilihat dari perbandingan harga dan hasil pangan yang diproduksi pada pemakaian pupuk batubara dengan pupuk kimia. Saat ini, berdasarkan pengujian yang pernah dilakukan dan hasil survei pasar, penggunaan pupuk batubara memiliki harga beli 50-65% lebih murah dari pupuk kimia atau pupuk buatan lainnya. Selain itu, penggunaan pupuk batubara juga dapat menghasilkan peningkatan produksi padi varietas Inpari 32 hingga 39% setiap panen, sawit meningkat hingga 33%, dan jagung meningkat hingga 46%.

Secara potensi, pupuk batubara pada saat ini hingga 10 tahun ke depan memiliki potensi pangsa pasar pupuk sebesar 30%. Dengan nilai estimasi bisnis pupuk di Indonesia sebesar 100 triliun rupiah, maka potensi pasar pupuk batubara di Indonesia dapat mencapai 30 triliun rupiah. Hal ini pun akan selaras dengan kebijakan pengelolaan sumber daya alam di Indonesia untuk meningkatkan nilai sumber daya batubara melalui proses hilirisasi, di antaranya melalui program pupuk dari batubara muda peringkat rendah.



Potensi Pemanfaatan Batubara untuk Kelistrikan

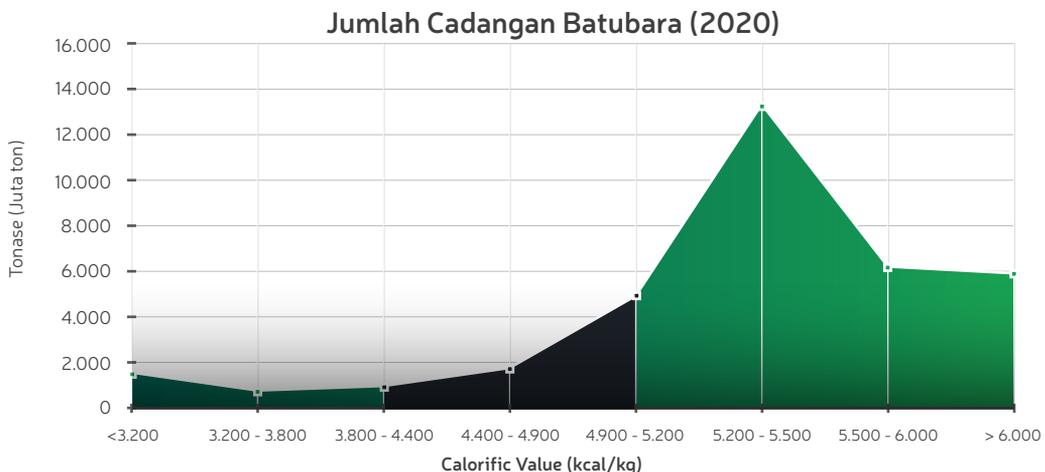
Kebutuhan batubara untuk kelistrikan hingga 10 tahun ke depan sebagai sumber energi primer saat ini mendapatkan tekanan seiring dengan bertambahnya tuntutan penurunan emisi karbon secara global. Di lain sisi, Indonesia masih menggunakan batubara sebagai sumber energi yang mencapai porsi 58% pada bauran energi nasional. Hal tersebut dilatarbelakangi oleh jumlah sumberdaya dan cadangan batubara yang masih melimpah dan batubara dianggap sebagai opsi sumber energi yang relatif murah dibanding sumber energi lainnya, khususnya *renewable energy*. Oleh karena itu, batubara masih menjadi sumber energi andalan and penyangga untuk Indonesia sampai dengan *renewable energy* dapat mencapai porsi yang diharapkan sesuai target bauran energi nasional.

Proyeksi jumlah maksimum kebutuhan batubara untuk pembangkit energi kelistrikan umum diperkirakan sebesar 131 juta ton dengan jumlah daya yang dihasilkan adalah sebesar 40,97 GW dari total jumlah pembangkit sebanyak 138 PLTU yang dicapai pada mulai tahun 2026. Sebaran PLTU dengan daya terbesar berada di regional Jawa-Madura-Bali yaitu sebesar 22.444 MW dan akan bertambah menjadi 31.903 MW pada tahun 2029. Adapun untuk regional lain yaitu Sumatera, Kalimantan, Sulawesi dan Maluku-Papua-Nusa Tenggara, total daya PLTU batubara hanya pada porsi 46% dari total daya untuk regional Jawa-Madura-Bali. Secara keseluruhan kebutuhan batubara untuk PLTU dalam negeri cukup besar dan layak untuk dipertahankan sebagai penyangga hingga bauran untuk sumber energi dari *renewable energy* mencapai target yang telah ditetapkan.

Optimalisasi Pemanfaatan Batubara Peringkat Rendah Melalui *Blending Facility*

Blending Batubara

Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Non-Mulut Tambang saat ini umumnya mengkonsumsi batubara dengan nilai kalori 3.800 kkal/kg hingga 5.200 kkal/kg. Berdasarkan data cadangan yang diterbitkan Badan Geologi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral per Juli 2020, yang diverifikasi detail nilai kalorinya, total cadangan batubara Indonesia sekitar 36 miliar ton. Dari total cadangan tersebut, batubara yang sesuai dengan spesifikasi PLTU hanya sekitar 7,87 miliar ton. Dengan asumsi laju produksi batubara di Indonesia sekitar 550 juta ton per tahun, maka umur cadangan batubara yang sesuai spesifikasi PLTU hanya dapat bertahan sekitar 14 tahun.



Sumber: Badang Geologi (Juli 2020)

Gambar 4.5. Data cadangan batubara Indonesia



Blending batubara dapat menjadi salah satu solusi atas permasalahan tersebut. Melalui *blending*, batubara kalori sedang yang cadangannya jauh lebih melimpah dicampurkan dengan batubara kalori rendah (<3.800 kkal/kg) sehingga didapatkan batubara terspesifikasi sesuai kebutuhan PLTU.

Selain itu *blending* batubara juga memberikan manfaat lain sebagai berikut:

a. Jaminan kualitas

Dengan menggunakan teknologi terkini, fasilitas *blending* batubara menekankan jaminan kualitas sebagai prioritas utamanya. Produk batubara yang dihasilkan melalui proses *blending* telah disesuaikan dengan spesifikasi yang dibutuhkan oleh pengguna akhir. Fasilitas *blending* batubara juga melakukan uji laboratorium terhadap sampel produk hasil proses *blending*. Hal ini sangat penting bagi perusahaan pengelola fasilitas *blending* dan pengguna akhir. Bagi pengelola *blending*, dengan kualitas yang terjaga akan menjaga kepercayaan konsumen dan menghadirkan pemesanan berulang (*repeat order*). Bagi *end-user*, kesesuaian antara spesifikasi batubara yang digunakan dengan spesifikasi teknis pembangkit akan mengefisienkan biaya pembangkitan listrik. Selain itu, produk *blending* juga memenuhi ketentuan di bidang lingkungan dengan kadar sulfur di bawah ambang batas sesuai ketentuan peraturan perundang-undangan.

b. Fleksibilitas spesifikasi batubara

Fasilitas *blending* batubara tidak hanya mampu menghasilkan batubara dalam satu spesifikasi (seperti nilai kalori 4.800 kkal/kg, kadar air 10%, kadar sulfur 0,9%, dan kadar abu 5%), tetapi dapat menghasilkan spesifikasi lain sesuai permintaan dari *end-user*. Fasilitas ini juga dapat memenuhi berbagai kebutuhan pengguna akhir dalam spektrum kalori dari 3.800 - 5.200 kkal/kg, kelembaban total 10 - 30 %, kadar sulfur 0,5 - 1,5 %, dan kadar abu 5 - 15 %.

c. Kepastian supply

Didukung oleh kebijakan DMO dan kontrak jangka panjang antara fasilitas *blending* batubara dengan produsen batubara, pasokan batubara untuk *blending* diharapkan stabil dan mencukupi. Jaminan kualitas dan kuantitas merupakan hal yang sangat penting bagi *end-user* sehingga pasokan batubara dapat tersedia pada waktu yang tepat sesuai pemesanan.

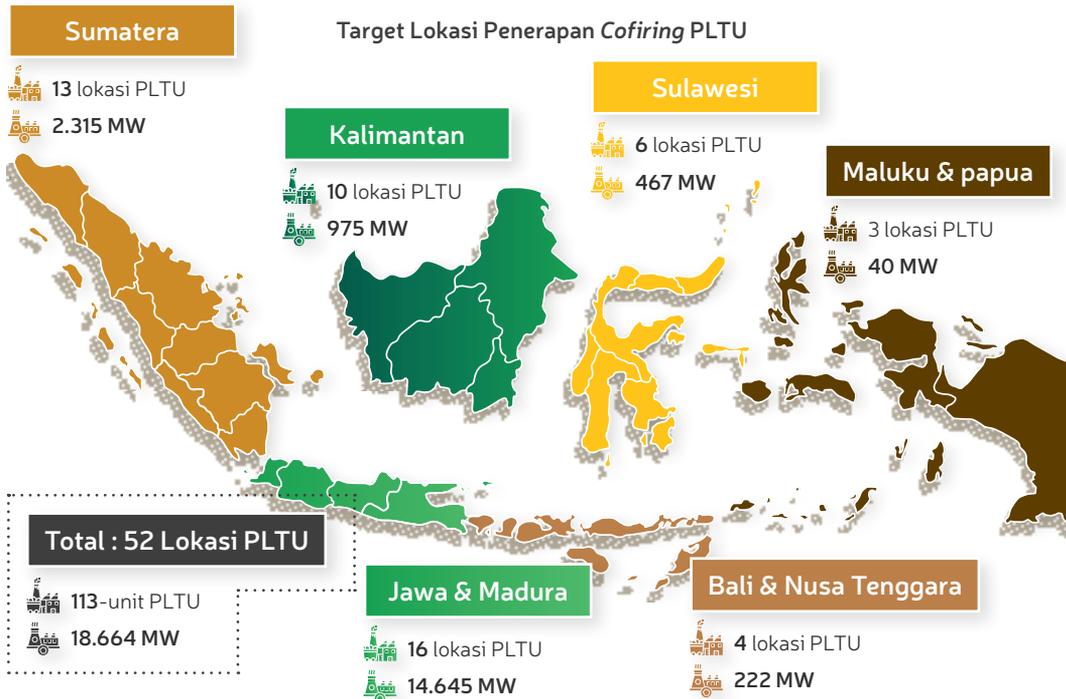
d. Aksesibilitas

Dengan memanfaatkan pelabuhan batubara khusus sebagai basis pengolahan, fasilitas *blending* batubara memiliki keunggulan strategis dalam hal akses, baik dari darat maupun laut. Hal ini sangat menguntungkan karena mampu memfasilitasi produsen dan *end-user* yang akan menggunakan jasa fasilitas *blending* sebagai intermiten dalam rantai bisnis batubara.



Penurunan Emisi Karbon pada PLTU batubara *Cofiring* Biomassa Untuk PLTU Batubara

Cofiring biomassa pada PLTU adalah upaya alternatif mengurangi pemakaian batubara (seiring dengan tren global *coal phase out*) dengan memanfaatkan bahan bakar biomassa sebagai pengganti sebagian batubara dengan tetap memperhatikan kualitas bahan bakar sesuai kebutuhan. Selain itu, penerapan biomassa pada PLTU dapat mengoptimalkan potensi pemanfaatan biomassa yang jumlahnya melimpah akan tetapi belum dapat diidentifikasi dengan baik.



Sumber: PT PLN (Persero), milik Unit Wilayah dan Anak Perusahaan

Gambar 4.6. Target Lokasi Penerapan Cofiring PLTU

Saat ini, PLTU telah berhasil menerapkan *cofiring* biomassa pada 13 lokasi PLTU dari 21 PLTU yang ditargetkan akan menerapkan *cofiring* pada tahun 2021. Disamping itu, PLTU juga tengah melakukan pengujian pada 41 lokasi PLTU dari 47 PLTU yang diperkirakan akan selesai tahun ini. Berikut daftar PLTU yang telah menerapkan *cofiring* biomassa

Tabel 5.1. Lokasi PLTU yang Telah Menerapkan *Cofiring* Biomassa

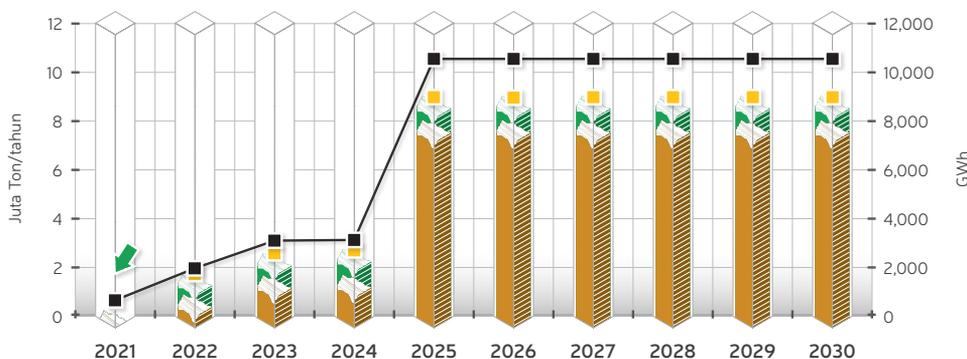
Lokasi PLTU	Kapasitas (MW)
PLTU Paiton	2 x 400
PLTU Jeranjang	3 x 25
PLTU Sanggau	2 x 7
PLTU Ketapang	2 x 10
PLTU Suralaya 1-4	4 x 400
PLTU Pacitan	1 x 630



Lokasi PLTU	Kapasitas (MW)
PLTU Anggrek	2 x 28
PLTU Rembang	2 x 315
PLTU Labuan	2 x 300
PLTU Lontar	3 x 315
PLTU Suralaya 5-7	3 x 600
PLTU Adipala	1 x 660
PLTU Palabuhanratu	3 x 350

Kebutuhan biomassa untuk penerapan teknologi *cofiring* dari tahun 2021-2030 akan mengalami peningkatan seiring dengan peningkatan penerapan *cofiring* pada PLTU yang ditargetkan. Berikut *road map* kebutuhan biomassa dan sampah dari tahun 2025-2030:

Kebutuhan Biomassa dan Sampah (2025-2030)



	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Kebutuhan sampah (juta ton/tahun)	0,06	0,89	0,94	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Kebutuhan biomassa HTE (juta ton/tahun)	0,51	0,82	1,62	1,73	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06	8,06
Kebutuhan biomassa total (juta ton/tahun)	0,57	1,71	2,57	2,69	9,02	9,02	9,02	9,02	9,02	9,02
Produksi listrik dari biomassa (GWh)	625	1,947	3,091	2,119	10,601	10,601	10,601	10,601	10,601	10,601

Gambar 4.7. Kebutuhan Biomassa dan Sampah (2025-2030)

Kemudian, kebutuhan biomassa pada masing-masing pulau dapat dilihat pada tabel berikut:

Tabel 4.11. Kebutuhan Biomassa per Pulau Besar di Indonesia

	Lokasi & Kapasitas	Kebutuhan Biomassa HTE	Kebutuhan (RFD/SRF)
SUMATERA	13 Lokasi PLTU - 2.315 MW	2,823 juta ton/tahun	0,140 juta ton/tahun
JAWA	16 Lokasi PLTU - 14.645 MW	2,729 juta ton/tahun	0,716 juta ton/tahun
KALIMANTAN	10 Lokasi PLTU - 975 MW	1,164 juta ton/tahun	0,06 juta ton/tahun
SULAWESI	6 Lokasi PLTU - 467 MW	0,87 juta ton/tahun	0,027 juta ton/tahun
NUSA TENGGARA	4 Lokasi PLTU - 222 MW	0,304 juta ton/tahun	0,013 juta ton/tahun
PAPUA & MALUKU	3 Lokasi PLTU - 40 MW	0,173 juta ton/tahun	0,003 juta ton/tahun

Optimalisasi Pemanfaatan Batubara dengan Penerapan Teknologi *Integrated Gasification Combined Cycle* (IGCC)

IGCC adalah teknologi yang menerapkan siklus kombinasi gasifikasi batubara terintegrasi yang menggunakan turbin gas dan uap sebagai pembangkitnya. Komponen utama pada teknologi IGCC ini ada pada proses gasifikasi batubara. Gasifikasi adalah proses perubahan batubara menjadi gas yang mudah terbakar. Prosesnya berlangsung di dalam suatu reaktor dan melibatkan reaksi pirolisis dan oksidasi parsial yang nantinya menghasilkan gas antara lain hidrogen, karbon monoksida, dan metana. Efisiensinya dapat mencapai 35-48% atau sekitar 5-10% lebih tinggi dari pembangkit konvensional. Begitu juga dari sisi lingkungan, emisi yang dihasilkan pun lebih rendah. Gas yang dihasilkan dari proses gasifikasi dibersihkan terlebih dahulu sebelum dibakar, sehingga gas buangnya memiliki kandungan SO₂, partikular, dan merkuri yang lebih rendah. Biaya untuk unit IGCC saat ini berkisar dari USD 1.100/kW hingga USD 2.860/kW (IEA, 2011b).

Pada draft rencana umum penyediaan tenaga listrik (RUPTL) tahun 2021-2030 terdapat beberapa rencana pembangunan PLTU yang tersebar di Indonesia. Rincian rencana pembangunan PLTU dapat dilihat pada tabel berikut:

Tabel 4.12. Rencana Pembangunan PLTU

No	Regional	Pembangkit	Kapasitas (MW)	Eksisting/COD
PLN GROUP				
1	JMB	PLTU Lontar Exp #4	315	2022
2	KAL	PLTU Kalselteng 2 / Asam 5 6	200	2022
3	KAL	PLTU Pantai Kura-Kura (FTP1) / 2 Kalbar	55	2022
4	KAL	PLTU Parit Baru (FTP1) / 1 Kalbar	100	2022
5	MPNT	PLTU Timor 1	100	2022
6	MPNT	PLTU Rote Ndao	6	2022
7	KAL	PLTU Kotabaru	14	2023
8	KAL	PLTU Sampit / Bagendang	50	2023
9	SUL	PLTU Sulut 1	100	2023
10	SUL	PLTU Sulbagsel	400	2023
11	SUL	PLTU Palu 3	100	2023
12	MPNT	PLTU Lombok 2	100	2023
13	MPNT	PLTU Sumbawa 2	100	2023
14	MPNT	PLTU Haltim	200	2024
15	JMB	PLTU Indramayu #4 (FTP2)	1,000	2029
16	SUM	PLTU Bintan	200	2029
17	SUM	PLTU Bangka	100	2029
18	SUM	PLTU Belitung	30	2029
19	MPNT	PLTU Bima (FTP1)	20	2029



No	Regional	Pembangkit	Kapasitas (MW)	Eksisting/COD
20	MPNT	PLTU Timika - Ketapang (Relokasi Ke Sorong)	14	2030
21	MPNT	PLTU Atambua	24	2030
IPP				
1	SUM	PLTU Banyuasin	240	2021
2	SUM	PLTU Meulaboh (Nagan Raya) #3,4	400	2021
3	SUM	PLTU Sumsel-1	600	2021
4	KAL	PLTU Kaltim 4	200	2021
5	SUL	PLTU Sulbagut 1	100	2021
6	SUL	PLTU Sulut 3	100	2021
7	JMB	PLTU Jawa-1	924	2022
8	JMB	PLTU Jawa 4	2,000	2022
9	JMB	PLTU Jawa Tengah	1,900	2022
10	SUM	PLTU Batu Raja (IPP Wilayah S2JB)	20	2022
11	SUM	PLTU Sumsel-8	1,200	2022
12	KAL	PLTU Kaltim 2	200	2022
13	SUL	PLTU IMIP	5	2022
14	MPNT	PLTU Kupang	30	2022
15	KAL	PLTU Tanah Grogot	14	2023
16	SUL	PLTU Bau-Bau	30	2023
17	SUM	PLTU Sumbagsel-1	300	2024
18	KAL	PLTU Kalselteng 3	200	2024
19	JMB	PLTU Jawa-3 (Tanjung Jati A)	1,320	2025
20	JMB	PLTU Jawa-9 & 10 (Suralaya)	2,000	2025
21	SUM	PLTU Jambi-2	600	2026
22	SUM	PLTU Jambi-1	600	2027
23	SUM	PLTU Sumsel MT (Ekspansi)	350	2027

Saat ini telah dilaksanakan juga beberapa upaya seperti implementasi *cofiring* biomassa pada PLTU yang sudah eksisting. Hal ini dilakukan sebagai upaya mengurangi bauran energi dari batubara hingga menjadi sekitar 58% pada tahun 2030. Dan untuk PLTU yang direncanakan akan dibangun maka ditargetnya adanya implementasi penggunaan *cofiring* minimal 30% (terutama pada PLTU yang akan beroperasi setelah tahun 2025). Selain upaya tersebut pemerintah juga mengarahkan untuk menerapkan teknologi *Integrated Gasification Combined Cycle* (IGCC) dalam pembangunan PLTU untuk penyediaan tenaga listrik di Indonesia.

Penerapan CCS/CCUS pada Fasilitas Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara

Tantangan utama dalam penggunaan batubara secara terus-menerus adalah timbulnya dampak lingkungan. Meskipun penekanan pentingnya pengurangan emisi sulfur dioksida (SO_2), nitrogen oksida (NO_x), dan materi partikular (PM) dari pembangkit listrik berbahan bakar batubara, terutama di tingkat lokal atau regional telah dilakukan, namun, sorotan global dalam beberapa tahun terakhir adalah sejauh mana pengurangan emisi CO_2 .

Banyak elemen terikat dalam struktur kompleks batubara yang dilepaskan ketika batubara diubah menjadi energi atau panas. Untuk meningkatkan kualitas udara lokal, teknologi yang sangat efektif telah dikembangkan untuk mengurangi pelepasan polutan seperti SO_2 , NO_x , partikular, dan elemen jejak seperti merkuri. Teknologi tersebut mayoritas telah matang dengan pasar yang kompetitif. Namun, tingkat emisi polutan ini lebih sering merupakan fungsi dari kepatuhan pada perundang-undangan dan regulasi yang ada daripada kemampuan teknologi pengendalian polusi modern. Dalam banyak kasus, penerapan dan pengoperasian teknologi modern yang efektif dapat mengurangi emisi secara jauh lebih signifikan daripada yang dicapai dalam praktik saat ini.

Clean Coal Technology (CCT) dapat diposisikan untuk diterapkan pada program pengembangan maupun pemanfaatan batubara. CCT dalam pengembangan batubara digunakan untuk mengurangi emisi karbon dari batubara yang diproses sehingga lebih ramah lingkungan. Kemudian sisi pemanfaatan, penerapan CCT di Indonesia diutamakan penggunaannya pada PLTU batubara.

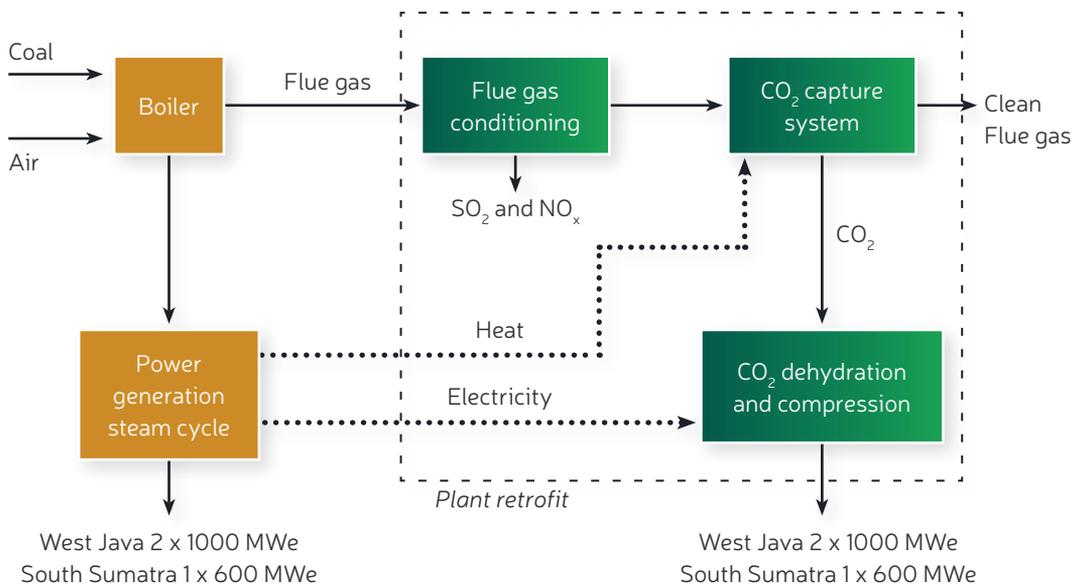
Penerapan CCT tidak terlepas dari tantangan utama dalam penggunaan batubara secara terus-menerus yakni timbulnya dampak lingkungan. Meskipun penekanan pentingnya pengurangan emisi sulfur dioksida (SO_2), nitrogen oksida (NO_x), dan materi partikular (PM) dari pembangkit listrik berbahan bakar batubara, terutama di tingkat lokal atau regional telah dilakukan, namun, sorotan global dalam beberapa tahun terakhir adalah sejauh mana pengurangan emisi CO_2 .

Mengingat kandungan karbonnya yang bervariasi dari 60% pada lignit hingga lebih dari 97% dalam antrasit, batubara tetap merupakan sumber utama CO_2 . Lebih dari 43% emisi CO_2 antropogenik dihasilkan dari batubara (2009) dan emisi tersebut terus meningkat. Batubara menghasilkan hampir tiga perempat dari 40% emisi CO_2 terkait energi yang berasal dari pembangkit listrik. Mengurangi emisi CO_2 dari pembangkit listrik berbahan bakar batubara akan berdampak signifikan pada emisi global dan tentunya pada perubahan iklim.

Seiiring dengan kebutuhan listrik yang semakin tinggi dan adanya tuntutan mengurangi emisi CO_2 , pembangkit listrik yang menggunakan batubara di masa mendatang harus menyertakan unit *carbon capture and storage* (CSS). Pada tahun 2015, Indonesia telah melakukan kajian untuk menentukan kesiapan pembangkit listrik menggunakan teknologi CCS. Studi tersebut dilakukan untuk area Jawa Barat dan Sumatera Selatan. Dari kedua area tersebut, emisi CO_2 tahunan yang dilepaskan mencapai 16,2 juta ton CO_2 , dengan komposisi Jawa Barat menyumbang 12,1 juta ton CO_2 dan Sumatera Selatan 4,1 juta ton CO_2 .



Proses penangkapan CO₂ dilakukan dengan cara melakukan retrofit pembangkit yang ada dengan menambahkan unit penyerap CO₂. Metode yang paling sesuai untuk keperluan ini adalah *Post-Combustion CO₂ Capture*.



Gambar 4.8. Diagram Proses Metode *Post-Combustion CO₂ Capture*

Berdasarkan kajian CSS tersebut, investasi penerapan CSS akan meningkatkan CAPEX sampai dengan 60%. Namun, peningkatan investasi tersebut berdampak positif bagi penyediaan listrik dengan pembangkit yang menggunakan batubara karena pembangkit tersebut dapat dioperasikan secara jangka panjang. Sebab, penurunan emisi CO₂ menggunakan CCS akan membuat pembangkit listrik yang menggunakan batubara akan memiliki pelepasan emisi gas rumah kaca yang relatif sebanding dengan pembangkit yang menggunakan energi baru-terbarukan.





BAB 5

Peta Jalan (*Road Map*) Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara di Indonesia



Isu Strategis dan Urgensi *Road Map*

Batubara sebagai sumber energi memberikan kontribusi yang cukup besar dalam pemenuhan kebutuhan energi nasional yang saat ini memiliki porsi 35% dalam bauran energi nasional dan secara volume batubara diproyeksikan terus meningkat. Batubara sebagai komoditas pertambangan juga memberikan kontribusi yang signifikan terhadap besaran pendapatan negara bukan pajak.

Dengan besarnya sumber daya dan cadangan batubara Indonesia, kontribusi batubara nasional sebagai sumber energi dan komoditas pertambangan untuk ketahanan energi nasional diharapkan dapat terus berlanjut secara optimum sampai dengan akhir masa cadangan. Hal tersebut dapat terlaksana dengan optimalisasi pemanfaatan batubara untuk PLTU yang lebih ramah lingkungan. Selain itu, pengembangan batubara juga dapat menjadi solusi atas ketergantungan Indonesia terhadap sumber energi fosil lainnya seperti LPG dan *Gasoline* yang saat ini lebih dari 50% masih dipenuhi dengan impor.

Tantangan utama penggunaan batubara saat ini adalah cukup besarnya perhatian dunia internasional terhadap isu pemanasan global. Kesepakatan internasional untuk penurunan suhu global yang didokumentasikan sebagai *Paris Agreement* diikuti oleh hampir seluruh negara termasuk Indonesia. Pengurangan sumber energi yang menghasilkan emisi karbon seperti batubara dan peralihan kepada energi yang lebih ramah lingkungan merupakan upaya yang dijalankan oleh negara-negara untuk memenuhi kesepakatan tersebut. Tuntutan global ini memberikan tekanan kepada semakin turunnya penggunaan batubara secara global termasuk di Asia.

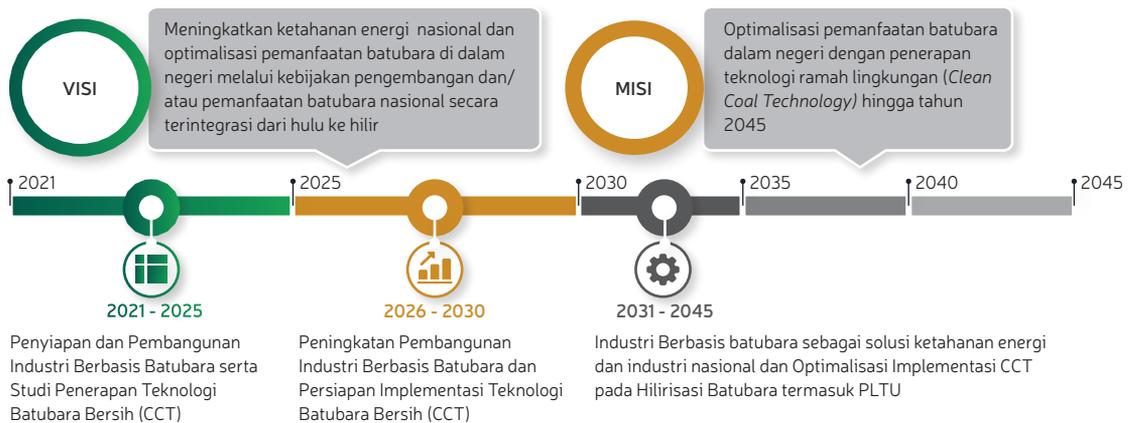
Untuk menjawab tantangan atas isu-isu penggunaan batubara tersebut, pengembangan dan pemanfaatan batubara yang sejalan dengan target pengurangan emisi karbon adalah kunci utama. Oleh karena itu, peningkatan ketahanan dan kemandirian energi nasional, dapat dilakukan melalui optimalisasi sumber daya dan cadangan batubara nasional dengan cara: (1) mempertahankan tingkat penggunaan batubara dalam negeri; (2) konversi batubara untuk substitusi impor energi lain dan bahan baku industri; (3) ekstraksi kandungan batubara untuk kebutuhan industri dan pertanian; dan (4) penerapan teknologi pemanfaatan batubara yang lebih ramah lingkungan. Keempat hal di atas dapat dicapai melalui program pengembangan dan pemanfaatan batubara nasional yang mengintegrasikan sektor hulu dan hilir sehingga penyusunan peta jalan (*road map*) pengembangan dan pemanfaatan batubara yang terukur dan implementatif sangat diperlukan.



Strategi *Road Map* Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara di Indonesia

Penyusunan *Road Map* Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara Indonesia menempatkan ketahanan energi, pemenuhan kebutuhan industri, dan pemanfaatan batubara yang ramah lingkungan sebagai arah pemanfaatan batubara di masa mendatang. *Road Map* disusun mengacu pada target produk hilir batubara yang menjadi prioritas untuk substitusi impor dan pemenuhan kebutuhan energi dan industri dalam negeri dari pengembangan dan/atau pemanfaatan batubara nasional dengan penerapan teknologi ramah lingkungan (*Clean Coal Technology*).

Dalam menyusun *road map* pengembangan dan pemanfaatan batubara di Indonesia, tim penyusun menetapkan visi yang ingin dicapai untuk jangka waktu 25 tahun hingga tahun 2045 dan membagi *milestones road map* dalam kurun per lima tahun yang diisi dengan berbagai program untuk mencapai visi tersebut. *Road Map* disusun berdasarkan analisa proyeksi *supply demand* produk hilir batubara dengan mempertimbangkan rencana ketahanan energi, potensi pasar, kesiapan teknologi, kelayakan ekonomi dan lingkungan, kesiapan sumber daya dan cadangan batubara, kesiapan infrastruktur, dan kesiapan regulasi pendukung.



Gambar 5.1. Arah *Road Map* Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara

Visi yang ingin dicapai hingga tahun 2045 adalah “Meningkatkan ketahanan energi nasional dan optimalisasi pemanfaatan batubara di dalam negeri melalui kebijakan pengembangan dan/atau pemanfaatan batubara nasional secara terintegrasi dari hulu ke hilir.” Visi tersebut menjadi tantangan yang harus dijawab dalam 25 tahun ke depan untuk menciptakan pemanfaatan batubara yang terintegrasi. Kondisi saat ini, pemanfaatan batubara masih didominasi oleh kegiatan penambangan dan penjualan batubara baik untuk keperluan dalam negeri maupun ekspor. Dengan demikian, seluruh pemangku kepentingan akan tertantang untuk mewujudkan visi pemanfaatan batubara yang terintegrasi karena dibutuhkan sinergitas antar banyak pihak.



Visi tersebut kemudian diturunkan menjadi misi pengembangan dan pemanfaatan batubara yaitu “Optimalisasi pemanfaatan batubara dalam negeri dengan penerapan teknologi ramah lingkungan (*Clean Coal Technology*) hingga tahun 2045.” Program dan strategi ini sejalan dengan isu besar yang disebutkan sebelumnya yaitu teknologi dan ramah lingkungan. Selanjutnya, tim penyusun membagi pencapaian lima tahunan dengan tiga periode program sebagai berikut:

- **Periode 1 (2021-2025):** Penyiapan dan pembangunan industri berbasis batubara serta studi penerapan teknologi batubara bersih (CCT).
- **Periode 2 (2026-2030):** Peningkatan pembangunan industri berbasis batubara dan persiapan implementasi CCT.
- **Periode 3 (2031-2045):** Industri berbasis batubara sebagai solusi ketahanan energi dan industri nasional dan optimalisasi implementasi teknologi batubara bersih (CCT) pada Hilirisasi Batubara termasuk PLTU.

Selanjutnya, *road map* pengembangan dan pemanfaatan batubara 2021-2045 disusun berdasarkan sektor energi, non energi (pemenuhan kebutuhan bahan baku industri), dan penerapan aspek lingkungan. Untuk mencapai visi dan program utama yang telah dijelaskan sebelumnya, tim penyusun merumuskan sepuluh program pengembangan dan pemanfaatan batubara yang meliputi ketiga sektor tersebut.

PROGRAM PENGEMBANGAN DAN PEMANFAATAN BATUBARA



Gambar 5.2. Program Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara 2021-2045

RINGKASAN PROGRAM ROAD MAP PENGEMBANGAN DAN PEMANFAATAN BATUBARA

1	<p>Pengembangan Batubara untuk Menghasilkan Metanol dan DME melalui Gasifikasi</p> <p>Substitusi Impor LPG dan Methanol kebutuhan Industri dalam negeri.</p>	<p>TEKNOLOGI</p> <p><i>Coal gasification</i></p>	<p>PRODUK</p> <p>Metanol dan DME</p>
2	<p>Pengembangan Batubara untuk menghasilkan SNG, Amonia, dan Hidrogen (H₂)</p> <p>Kontribusi pemenuhan kebutuhan gas alam, syngas, Amonia dan Hidrogen dari batubara terutama di regional Sumatera dan Kalimantan.</p>	<p>TEKNOLOGI</p> <p><i>Coal gasification</i></p>	<p>PRODUK</p> <p>SNG, Amonia, Hidrogen (H₂)</p>
3	<p>Pengembangan Batubara untuk Menghasilkan Bahan Bakar Melalui Pencairan Batubara (<i>Coal Liquefaction</i>)</p> <p>Kontribusi pemenuhan kebutuhan bahan bakar energi (Gasoline) dari Batubara.</p>	<p>TEKNOLOGI</p> <p><i>Coal Liquefaction</i></p>	<p>PRODUK</p> <p>Gasoline dan Solar</p>
4	<p>Pengembangan Batubara Melalui Briket Batubara-Biomassa (<i>Bio-Coal</i>) untuk <i>Cofiring</i> PLTU dan Briket Batubara Terkarbonisasi untuk Industri Kecil/UMKM</p> <p>Mendukung capaian EBT dalam bauran energi melalui implementasi <i>co-firing</i> Briket Bio-Coal.</p>	<p>TEKNOLOGI</p> <p><i>Coal Briquette</i></p>	<p>PRODUK</p> <p>Briket Batubara-Biomassa dan Briket terkarbonisasi</p>
5	<p>Pengembangan Batubara untuk Industri Metalurgi</p> <p>Optimalisasi pemanfaatan batubara dalam negeri dalam industri smelter</p>	<p>TEKNOLOGI</p> <p><i>Cokes Making</i></p>	<p>PRODUK</p> <p>Batubara metalurgi</p>
6	<p>Pengembangan Batubara melalui <i>Coal Upgrading</i></p> <p>Optimalisasi pemanfaatan batubara kalori rendah untuk kebutuhan dalam negeri</p>	<p>TEKNOLOGI</p> <p><i>Coal Upgrading</i></p>	<p>PRODUK</p> <p>Batubara untuk kelistrikan dan industri</p>
7	<p>Pengembangan Batubara untuk Industri Metalurgi</p> <p>Optimalisasi pemanfaatan batubara dalam negeri dalam industri smelter</p>	<p>TEKNOLOGI</p> <p>Ekstraksi</p>	<p>PRODUK</p> <p>Material maju dan Logam Tanah Jarang</p>
8	<p>Pengembangan Batubara untuk Material Agro Industri</p> <p>Kontribusi dalam pemenuhan kebutuhan pupuk dalam negeri dari batubara</p>	<p>TEKNOLOGI</p> <p>Ekstraksi</p>	<p>PRODUK</p> <p>Asam Humat dan Asam Fulvat</p>
9	<p>Pemanfaatan Batubara untuk Kelistrikan: <i>Blending Facility</i>, <i>Cofiring</i> Biomassa, dan Penerapan IGCC</p> <p>Optimalisasi pemanfaatan batubara untuk kelistrikan nasional</p>	<p>TEKNOLOGI</p> <p><i>Blending Facility; Cofiring; & Penerapan IGCC</i></p>	<p>DAMPAK</p> <p>Kelistrikan & penerapan CCT pada pembangkit</p>
10	<p>Penerapan CCS/CCUS pada Fasilitas Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara</p> <p>Implementasi clean coal technology berupa CCS/CCUS pada pembangkit listrik dan proyek hilirisasi batubara.</p>	<p>TEKNOLOGI</p> <p><i>Penerapan CCS/CCUS</i></p>	<p>DAMPAK</p> <p>Penurunan Emisi CO₂</p>

PENGEMBANGAN

PEMANFAATAN

SEKTOR PROGRAM

● ENERGI
 ● NON ENERGI
 ● LINGKUNGAN



Kesepuluh program tersebut selanjutnya dibagi ke dalam pencapaian lima tahunan. Dengan demikian setiap tahap program yang dilaksanakan lebih fokus dan memiliki tingkat pencapaian yang terukur. Untuk memudahkan pentahapan dalam pencapaian lima tahunan tersebut maka disusun tahapan program pengembangan dan pemanfaatan batubara secara umum. Tiga tahapan program tersebut adalah penyiapan program pengembangan dan pemanfaatan batubara; pembangunan, pengembangan, dan pemanfaatan batubara; dan optimalisasi pengembangan dan pemanfaatan batubara.

TAHAPAN PROGRAM PENGEMBANGAN DAN PEMANFAATAN BATUBARA



Gambar 5.3. Tahapan Program Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara

Khusus program gasifikasi batubara untuk menghasilkan metanol dan DME, proyeksi pemenuhan metanol dan DME dapat dilakukan sehubungan dengan telah cukup tersedianya data *supply demand*. Ada pun kesembilan program lainnya untuk saat ini belum memungkinkan untuk perhitungan proyeksi seperti metanol dan DME, masih akan dilakukan kajian target *supply demand* dan kegiatan penyiapan data dan litbang yang menjadi bagian dari target program *road map* pada tahun 2021 hingga 2025. Namun demikian pada perkembangan berikutnya, diharapkan seluruh program juga memiliki proyeksi pencapaian kuantitatif.

Strategi program *road map* akan ditinjau dan dievaluasi setiap tahunnya, sehingga akan ada penyesuaian *road map* berdasarkan capaian hasil kajian.

ROAD MAP	2021 – 2025	2026 – 2030	2031 - 2035	2036 - 2040	2041 - 2045
1 GASIFIKASI DME- METHANOL	Penyiapan Gasifikasi Pemenuhan DME dan pemenuhan Methanol untuk kebutuhan bahan bakar dan industri. DME 4.56 JT Methanol 7.94 JT	Peningkatan Gasifikasi Pemenuhan DME dan pemenuhan Methanol untuk kebutuhan bahan bakar dan industri. DME 3.95 JT Methanol 8.49 JT	Optimalisasi Gasifikasi Pemenuhan DME dan pemenuhan Methanol untuk kebutuhan bahan bakar dan industri. DME 4.03 JT Methanol 9.44 JT	Optimalisasi Gasifikasi Pemenuhan DME dan pemenuhan Methanol untuk kebutuhan bahan bakar dan industri. DME 3.48 JT Methanol 9.49 JT	Optimalisasi Gasifikasi Pemenuhan DME dan pemenuhan Methanol untuk kebutuhan bahan bakar dan industri. DME 3.48 JT Methanol 10.32 JT
2 COAL TO SNG- AMONIA-H ₂	Penyiapan Infrastruktur Coal to SNG, Amonia, H ₂ • Kajian <i>Cost and Benefit</i> • Kajian <i>Supply Demand</i> • Pra FS SNG-Amonia-H ₂ • Rekomendasi Wilayah Potensial pengembangan SNG/Amonia/H ₂	1. Pembangunan 2 Pabrik di Sumatera (100 MMSCFD/ pabrik) 2. Pengembangan Infrastruktur Jalur Distribusi di Sumatera	Pembangunan 2 Pabrik di Sumatera dan 1 Pabrik di Kalimantan (100 MMSCFD/ pabrik)	Updating database, pengembangan S1 dan pemilihan prospek lokasi	
3 COAL LIQUIFACTION	Penyiapan Program Pencairan Batubara • Kajian <i>Cost and Benefit</i> , Kajian Kepastian <i>Supply Demand & End User</i> • Pra FS Coal Liquefaction • Rekomendasi wilayah pengembangan		Terbangunnya fasilitas <i>Coal Liquefaction</i> untuk mendukung Pemenuhan kebutuhan bahan bakar bensin (gasoline/solar) dari Pencairan Batubara	Optimalisasi Pemenuhan kebutuhan bahan bakar bensin (gasoline/solar) dari Pencairan Batubara	
4 BRIKET BIO-COAL	Penelitian dan pengembangan briket bio-coal untuk CoFiring PLTU	Pembangunan pabrik briket bio-coal dan Implementasi briket bio-coal di berbagai PLTU.		Optimalisasi pabrik briket bio-coal dan Implementasi briket bio-coal di berbagai PLTU.	
5 KOKAS METALURGI	Penelitian Pengembangan batubara untuk kebutuhan industri metalurgi dalam negeri (Kapasitas :250.000 ton/ tahun)	Pengembangan batubara untuk industri metalurgi dalam negeri >250.000 ton/ tahun (jika pembangunan tahap awal dinyatakan layak)		Optimalisasi penggunaan batubara metalurgi dalam industri smelter	
6 COAL UPGRADING	Penyiapan Pengembangan Batubara Untuk Upgrading	Pembangunan Pengembangan <i>Coal Upgrading</i> untuk Optimalisasi Pemanfaatan Batubara Kalori Rendah		Optimalisasi Pemanfaatan Batubara Kalori Rendah melalui teknologi <i>Coal Upgrading</i>	
7 MATERIAL MAJU & LTJ	Penyiapan data dan Pelaksanaan Kelitbangan untuk Material Maju dan LTJ	Implementasi Pengembangan Batubara untuk Material Maju dan LTJ		Evaluasi Implementasi Pengembangan Batubara untuk Material Maju dan LTJ	
8 AGRO INDUSTRI	Penyiapan data dan Pelaksanaan Kelitbangan Untuk Material Agro Industri : Asam Humat / Asam Fulvic		Implementasi Pengembangan Batubara untuk Untuk Material Agro Industri	Evaluasi Implementasi Pengembangan Batubara Untuk Material Agro Industri: Asam Humat / Asam Fulvic	
9 KELISTRIKAN	1. Penyiapan infrastruktur <i>coal blending</i> 2. Pengujian dan Implementasi <i>Cofiring</i> Biomassa di PLTU 3. Penyiapan IGCC untuk kelistrikan	1. Penambahan infrastruktur <i>coal blending</i> 2. Peningkatan Implementasi <i>Cofiring</i> Biomassa di PLTU 3. Penyiapan IGCC untuk kelistrikan	1. Penambahan infrastruktur <i>coal blending</i> 2. Evaluasi implementasi <i>cofiring</i> biomassa di PLTU 3. Penerapan IGCC untuk kelistrikan	1. Penguatan kemandirian energi melalui infrastruktur <i>Coal Blending</i> 2. Evaluasi implementasi <i>cofiring</i> biomassa di PLTU 3. Optimalisasi penerapan IGCC untuk kelistrikan	
10 BATUBARA BERSIH	Penyiapan Penerapan Teknologi Batubara Bersih berupa CCS-CCUS pada Pembangkit Listrik dan Proyek Hilirisasi Batubara		Implementasi CCS/CCUS dalam Pembangkit Listrik dan Proyek Hilirisasi Batubara	Evaluasi CCS/CCUS dalam Pembangkit Listrik dan Proyek Hilirisasi Batubara	

Penyiapan

Pembangunan/
Implementasi

Optimalisasi

Gambar 5.4. Rincian Program Road Map Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara Lima Tahunan

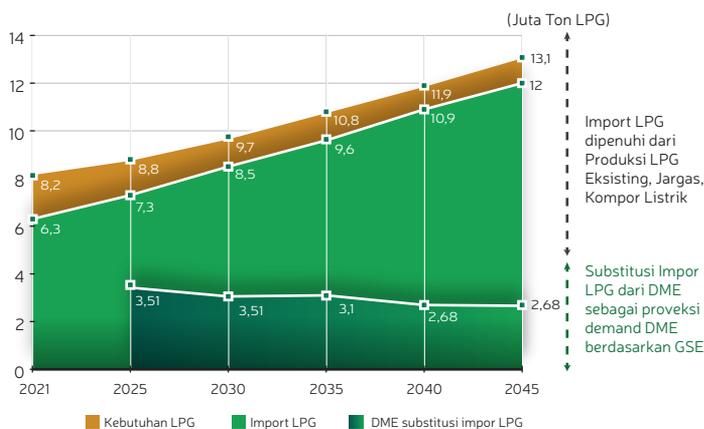


Program dan Kegiatan Road Map

Pengembangan Batubara untuk Menghasilkan Metanol dan DME melalui Gasifikasi

Sejak pelaksanaan kebijakan konversi minyak tanah ke LPG pada tahun 2007, konsumsi LPG terus menunjukkan peningkatan. Namun, naiknya permintaan ini tidak berimbang dengan produksi LPG dalam negeri. Akhirnya untuk memenuhi kebutuhan tersebut, sejak tahun 2008 impor LPG tumbuh signifikan. Mulai dari hanya 415 ribu ton pada 2008, impor LPG Indonesia melejit hingga 5,7 juta ton pada 2019. Total impor LPG Indonesia pada saat ini sebesar 75%-78% untuk memenuhi kebutuhan LPG nasional.

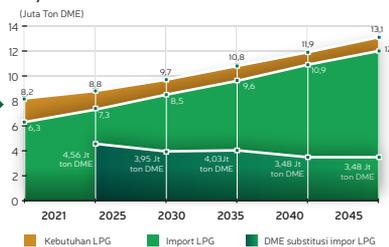
Untuk mengurangi ketergantungan Indonesia terhadap impor LPG, pemerintah melalui penetapan proyeksi Grand Strategy Energi (GSE) mencanangkan program substitusi LPG dengan dimetil eter (DME) yang diproses dari batubara. DME merupakan bahan bakar cair yang memiliki sifat fisik dan kimia mirip dengan LPG sehingga pemanfaatan DME sebagai substitusi LPG tidak akan mengubah spesifikasi teknik tabung LPG. Selain itu, Indonesia juga memiliki cadangan batubara kalori rendah dan sedang yang cukup melimpah untuk dioptimalkan sebagai potensi gasifikasi batubara menjadi DME.



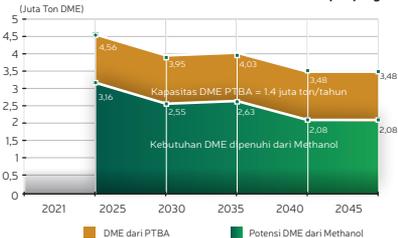
Sumber: Grand Strategy Energi (GSE) (diolah)

Proyeksi Demand DME

Proyeksi Demand DME berdasarkan GSE



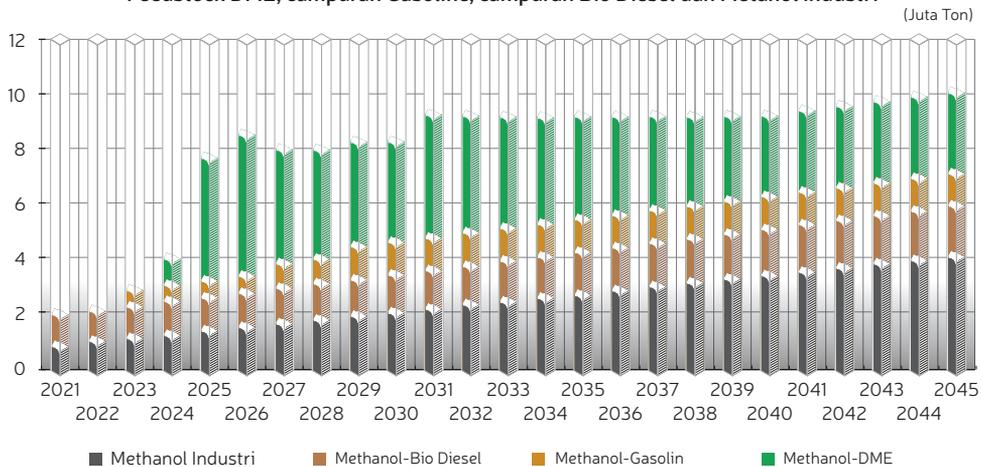
Pemenuhan DME dari IUP BUMN dan PKP2B Perpanjangan



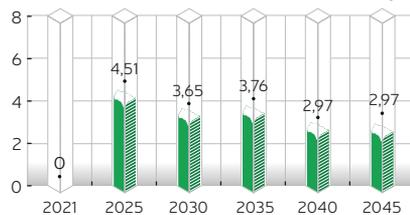
Gambar 5.5. Proyeksi Komposisi Impor dan Substitusi LPG Menggunakan DME

Program pengembangan DME dari batubara tidak dapat dilepaskan dari program konversi metanol dari batubara. Sebab secara proses, rute konvensional produksi DME dari batubara didahului oleh proses gasifikasi batubara menjadi metanol. Selain untuk memenuhi kebutuhan DME nasional, program konversi metanol dari batubara juga ditujukan untuk feedstock kebutuhan energi dan industri dalam negeri yang semakin meningkat. Metanol dapat dijadikan sebagai bahan campuran bensin (gasoline) maupun campuran biodiesel. Selain itu, kebutuhan mendesak metanol lainnya adalah sebagai metanol industri yang permintaannya diperkirakan akan terus meningkat.

Feedstock DME, campuran Gasoline, campuran Bio Diesel dan Metanol Industri

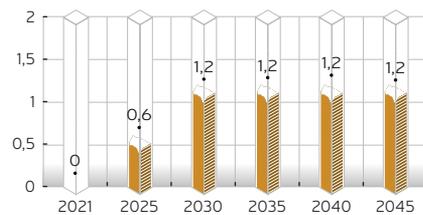


Proyeksi Demand Methanol



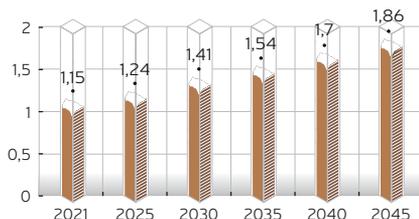
Methanol untuk Feedstock DME (juta ton)

- Kebutuhan methanol untuk memenuhi pasokan DME dalam negeri berdasarkan proyeksi Grand Strategy Energy (GSE)
- Dioptimalisasi dari proyek gasifikasi batubara



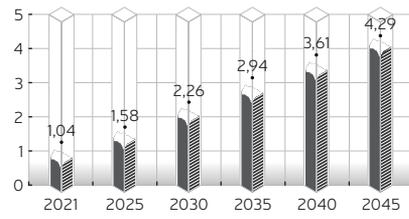
Methanol untuk Gasoline (juta ton)

Kebutuhan Methanol sebagai campuran Gasoline yang masih dipenuhi dari impor



Methanol untuk Bio Diesel (juta ton)

Berdasarkan Kebutuhan Methanol untuk Bahan bakar BioDiesel yang diproyeksikan sebesar 15% untuk campuran Bio Diesel

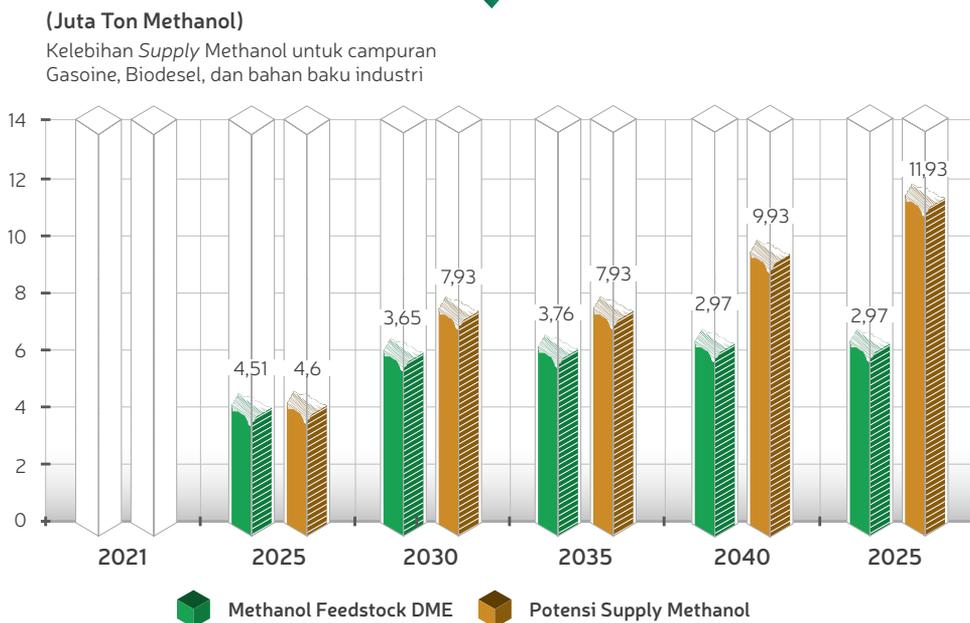
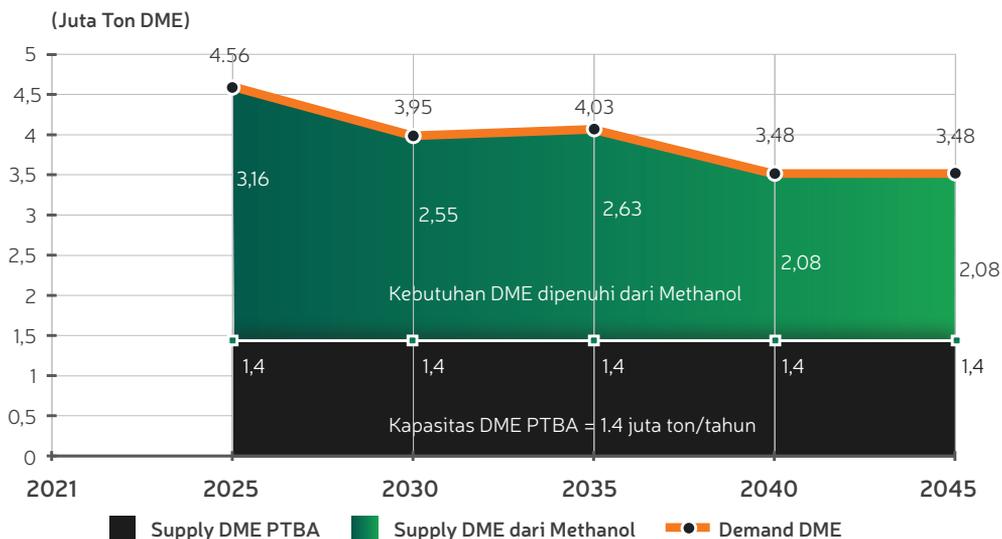


Methanol untuk Industri (juta ton)

Berdasarkan data impor methanol di Kemenerperin yang diproyeksikan peningkatan kebutuhan impor sebesar 1,1% setiap tahunnya dapat disubstitusi dari gasifikasi batubara

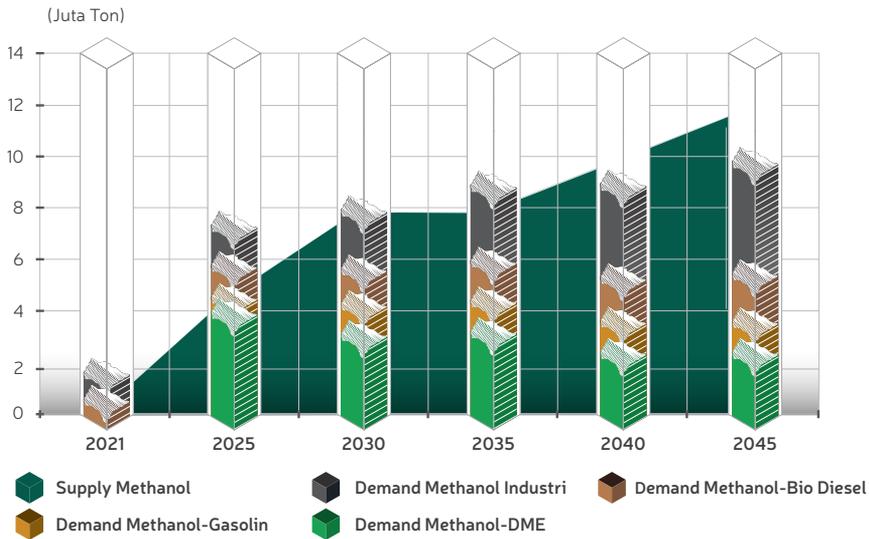
Gambar 5.6. Proyeksi Kebutuhan Metanol untuk Berbagai Kebutuhan

Permintaan DME diperkirakan akan mencapai puncaknya di tahun 2025 yaitu sebesar 4,56 juta ton DME. Kemudian akan berangsur menurun hingga menjadi 3,48 juta ton DME pada tahun 2045. Namun, dengan kapasitas produksi DME PT Bukit Asam diasumsikan stabil di 1,4 juta ton hingga tahun 2045 permintaan methanol masih jauh leboh tinggi dari kapasitas produksi yang ada. Sisa kebutuhan DME tersebut dapat dipenuhi dari sehingga prospek industri DME di masa mendatang masih cukup menjanjikan sehubungan dengan permintaan DME yang masih relatif besar.



Gambar 5.7. Proyeksi Supply & Demand DME

Dengan asumsi kapasitas produksi DME PTBA yang stabil, permintaan DME masih membutuhkan *supply* dari sumber lain yaitu DME dari metanol. Kapasitas produksi metanol memang relatif jauh lebih tinggi dibandingkan permintaan metanol untuk DME. Namun demikian permintaan metanol untuk industri lainnya juga sangat tinggi sehingga kapasitas produksi metanol tidak dalam kondisi *over supply*. Permintaan metanol untuk campuran *gasoline*, biodiesel, dan bahan baku industri diperkirakan lebih tinggi dibandingkan proyeksi kapasitas metanol sehingga peluang pengembangan industri metanol di masa mendatang sangat tinggi.



Proyeksi Potensi Batubara & Supply Methanol dari Gasifikasi (Juta ton)

2025	2030	2035	2040	2045
17.00	26.10	26.10	32.10	38.10
Methanol 4.6	Methanol 7.93	Methanol 7.93	Methanol 9.93	Methanol 11.93

Perhitungan batubara sudah termasuk dari PTBA untuk supply DME = 6 juta ton/tahun

Proyeksi Demand Methanol (Juta ton)

2025	2030	2035	2040	2035
28.74	30.17	32.84	32.84	35.20
Methanol 7.94	Methanol 8.49	Methanol 9.44	Methanol 9.49	Methanol 10.32
4.51 0.6 1.24 1.58	3.65 1.2 1.39 2.26	3.76 1.2 1.54 2.94	2.97 1.2 1.7 3.61	2.97 1.2 1.86 4.29
Methanol-DME	Methanol-Gasoline	Methanol-BioDiesel	Methanol untuk Industri	

Gambar 5.8. Proyeksi Supply & Demand Metanol

Permintaan DME dari methanol pada kurun 2021-2045 memang turun melandai sedangkan kemampuan supply metanol terus naik. Tetapi situasi ini masih tetap seimbang karena permintaan metanol untuk industri, bensin, dan bio diesel terus tumbuh seiring dengan tumbuhnya supply metanol di dalam negeri.

Road map program pengembangan batubara untuk menghasilkan metanol dan DME melalui gasifikasi terbagi ke dalam tiga tahap, yaitu (1) 2021-2025, (2) 2026-2030, dan (3) 2031-2045. Pada tahap pertama program ini akan difokuskan pada penyiapan pembangunan dan pengembangan batubara untuk menghasilkan produk berupa metanol dan DME untuk substitusi impor LPG dan metanol. Target utama pada periode 2021-2025 adalah pemenuhan DME dari gasifikasi batubara IUP BUMN dan PKP2B perpanjangan serta konversi metanol untuk pemenuhan DME. Untuk mendukung target utama ini akan dibangun 3 pabrik gasifikasi batubara di Sumatera dan Kalimantan. Selain itu, akan disiapkan pula regulasi dan insentif untuk mendorong percepatan proyek gasifikasi batubara dalam bentuk regulasi harga DME dan insentif royalti batubara hingga 0% serta harga khusus batubara untuk gasifikasi. Lebih lanjut, pemerintah menetapkan regulasi tata niaga produk hasil gasifikasi batubara (DME dan metanol sebagai bahan bakar dan bahan baku industri).



Pada tahap kedua beralih pada program peningkatan produksi DME dan metanol dari gasifikasi batubara. Pemanfaatan metanol dari batubara untuk kebutuhan bahan bakar dan industri juga akan ditingkatkan. Untuk memenuhi kebutuhan DME dan metanol tersebut, dicanangkan pembangunan 3 pabrik gasifikasi batubara baru. Adapun untuk tahap ketiga program, fokus utamanya ada pada optimalisasi penggunaan produk metanol dan DME dari batubara untuk substitusi impor hingga mencapai 100%. Untuk mencapai target ini, kembali dicanangkan pembangunan 2 pabrik gasifikasi batubara tambahan.

Program Pengembangan Batubara untuk Menghasilkan DME dan Metanol Melalui Gasifikasi

	2021 – 2025	2026 – 2030	2031 - 2035	2036 - 2040	2041 - 2045
Strategi	Penyiapan Pembangunan Industri Gasifikasi Batubara menghasilkan produk berupa Methanol dan DME untuk substitusi impor		Peningkatan Pembangunan Industri Gasifikasi Batubara menghasilkan produk berupa Methanol dan DME untuk substitusi impor		Optimalisasi Pengembangan Batubara menghasilkan produk berupa Methanol dan DME untuk substitusi impor hingga mencapai 100%
Target	<ul style="list-style-type: none"> Terpenuhinya DME dari Gasifikasi Batubara IUP BUMN dan PKP2B perpanjangan. Tersedianya Konversi Methanol untuk pemenuhan DME <p>2025 (Juta ton)</p> <p>28.74</p> <p>DME 4.56 Methanol 7.94</p> <p>4.51</p> <p>0.6 1.24 1.58</p>	<ul style="list-style-type: none"> Terpenuhinya DME dari Gasifikasi Batubara IUP BUMN dan PKP2B perpanjangan Konversi Methanol untuk pemenuhan DME Pemanfaatan Methanol untuk kebutuhan bahan bakar dan kebutuhan industri <p>2030 (Juta ton)</p> <p>30.17</p> <p>DME 3.95 Methanol 8.49</p>	<p>2035 (Juta ton)</p> <p>32.84</p> <p>DME 4.03 Methanol 9.44</p> <p>3.76 1.2 1.54 2.94</p>	<p>2040 (Juta ton)</p> <p>32.86</p> <p>DME 3.48 Methanol 9.49</p> <p>2.97 1.2 1.7 3.61</p>	<p>2045 (Juta ton)</p> <p>35.20</p> <p>DME 3.48 Methanol 10.32</p> <p>2.97 1.2 1.86 4.29</p>
	<p>■ Methanol-DME ■ Methanol-Gasoline ■ Methanol-BioDiesel ■ Methanol untuk Industri</p>		<ul style="list-style-type: none"> Terpenuhinya DME dari Gasifikasi Batubara IUP BUMN dan PKP2B perpanjangan Optimalisasi pemenuhan kebutuhan DME Pemanfaatan Methanol untuk kebutuhan energi dan kebutuhan industri 		
Inisiatif Kegiatan	<p> Terbangun 3 Pabrik Gasifikasi</p> <p>Mengawal pembangunan fasilitas pabrik gasifikasi batubara menjadi Methanol-DME</p> <p>1. PT Bukit Asam : Konstruksi.....COD Coal to DME 2021 2024</p> <p>2. PT Kaltim Prima Coal : Coal to Methanol Konstruksi.....COD 2021 2025</p> <p>3. PT Arutmin Indonesia : Coal to Methanol Konstruksi.....COD 2021 2025</p> <p>Opsi : Penyusunan Strategi Konversi Methanol sebagai bahan baku DME</p> <p> Menyiapkan regulasi untuk mendorong/ percepatan proyek gasifikasi batubara</p> <ul style="list-style-type: none"> Dukungan regulasi & insentif : Insentif Royalti Batubara Hingga 0% (Nol Persen) dan Harga Khusus Batubara untuk Gasifikasi Regulasi Harga DME Regulasi Tata Niaga Produk Hasil Gasifikasi Batubara (DME sebagai bahan bakar dan bahan baku industri, Methanol, dll) Mandatory/Penugasan DME sebagai bahan bakar dari pemerintah kepada Pertamina/Badan Usaha DME lainnya 	<p> Penambahan 3 Pabrik Gasifikasi Terbangun 6 Pabrik Gasifikasi</p> <p>1. PT Bukit Asam •COD.....COD 2024 2024</p> <p>2. PT.Kaltim Prima Coal •COD.....COD 2025 2025</p> <p>3. PT. Arutmin Indonesia •COD.....COD 2025 2025</p> <p>4. PKP2B/IUP/IUPK •Konstruksi.....COD 2023 2026</p> <p>5. PKP2B/IUP/IUPK •Konstruksi.....COD 2024 2027</p> <p>6. PKP2B/IUP/IUPK •Konstruksi.....COD 2021 2029</p> <p> Penerapan Regulasi (lanjutan)</p> <ul style="list-style-type: none"> Menyediakan regulasi yang dapat diimplementasikan untuk mendukung Pengembangan Batubara menghasilkan produk berupa Methanol dan DME Penyesuaian regulasi 	<p> Proyeksi Penambahan 2 Pabrik Gasifikasi</p> <p>1. PKP2B/IUP/IUPK •Konstruksi.....COD 2036 2036</p> <p>2. PKP2B/IUP/IUPK •Konstruksi.....COD 2024 2040</p> <p>Pembangunan pabrik gasifikasi batubara dari PKP2B & IUP lainnya</p>		

Gambar 5.9. Road Map Program Pengembangan Batubara untuk Menghasilkan DME dan Metanol Melalui Gasifikasi

Pengembangan Batubara untuk Menghasilkan SNG, Amonia, dan Hidrogen (H₂)

Kebutuhan gas alam Indonesia terus meningkat sedangkan produksi dalam negeri belum mencukupi. Beberapa wilayah yang tidak memiliki cadangan gas alam besar sudah dan diproyeksikan akan terus mengalami kekurangan gas alam. Kekurangan gas alam misalnya terjadi di wilayah Sumatera Selatan, Kepulauan Riau, dan Jawa Barat yang mencapai sekitar 1.000 MMSCFD pada tahun 2024 dan sebesar 1.100 MMSCFD pada tahun 2030. Kekurangan gas alam juga terjadi di wilayah Jawa bagian Tengah dan Timur sekitar 308 MMSCFD pada tahun 2024. Hal yang sama terjadi di Papua, Sulawesi, dan Maluku sekitar 944 MMSCFD pada tahun 2024.

Di sisi lain, Indonesia memiliki potensi cadangan batubara yang besar dan dapat dimanfaatkan lebih lanjut yaitu menjadi menjadi SNG sebagai pengganti gas alam, amonia, dan hidrogen (H₂). Ditambah lagi infrastruktur jaringan distribusi gas alam di beberapa daerah sudah tersedia dan dapat dimanfaatkan untuk pasokan SNG dari batubara tersebut.

Road map program pengembangan batubara untuk menghasilkan SNG, amonia, dan gas hidrogen (H₂) terbagi dalam empat tahapan yang berlangsung dari tahun 2021 hingga tahun 2045.

Tahap pertama (2021-2025) akan berfokus pada penyiapan pengembangan batubara untuk menghasilkan pasokan SNG, amonia, dan hidrogen (H₂). Pada tahap ini, akan dilakukan kajian *cost and benefit* serta kajian *supply-demand* produksi SNG, amonia, dan hidrogen dari batubara di Sumatera. Kajian ini diharapkan mampu menghasilkan pra-FS SNG, amonia, dan hidrogen dari batubara hingga rekomendasi wilayah potensial pengembangan serta promosi investasi pengembangan SNG, amonia, dan hidrogen di Sumatera. Setelah itu, akan disiapkan infrastruktur utama dan pendukung untuk menginduksi pembangunan pabrik SNG, amonia, dan hidrogen dari batubara di Sumatera.

Regulasi baru dan insentif juga akan diterapkan untuk mendorong lebih jauh program tersebut. Regulasi yang dimaksud antara lain regulasi mengenai harga SNG, tata niaga produk, regulasi usulan proyek SNG, amonia, dan hidrogen pada KPBU, serta regulasi standardisasi produk dan infrastruktur. Adapun untuk insentif diusulkan berupa insentif royalti batubara hingga 0% dan harga khusus batubara untuk gasifikasi.

Pada tahap kedua, fokus kajian akan dialihkan ke Kalimantan hingga dihasilkan rekomendasi wilayah pengembangan SNG, amonia, dan hidrogen dari batubara serta promosi investasi pengembangan SNG, amonia, dan hidrogen di Kalimantan. Tahapan yang bergulir dari 2026 hingga 2030 juga akan fokus pada pembangunan dua pabrik di Sumatera dengan masing-masing kapasitas sebesar 100 MMSCFD. Untuk mendukung pembangunan pabrik tersebut akan disiapkan pula pengembangan infrastruktur jalur distribusi di Sumatera.

Setelah pengembangan SNG, amonia, dan hidrogen berhasil di Sumatera dan Kalimantan, tahapan ketiga fokus kajian akan beralih ke Sulawesi dan Papua. Kajian tersebut diharapkan dapat menghasilkan rekomendasi wilayah pengembangan SNG, amonia, dan hidrogen dari batubara di Sulawesi dan Papua yang disertai dengan promosi investasi yang intensif. Bersamaan dengan itu di wilayah Kalimantan akan dilakukan pembangunan pabrik baru dengan kapasitas sebesar 100 MMSCFD. Tahap terakhir yang dicanangkan pada 2036-2045 akan fokus pada updating database karakterisasi batubara, pengembangan pemilihan prospek lokasi sesuai kebutuhan. Selain itu, untuk pabrik SNG, amonia, dan hidrogen yang sudah berjalan akan dilakukan optimalisasi infrastruktur.



Program Pengembangan Batubara Untuk Menghasilkan SNG, Amonia, dan Hidrogen (H₂)

	2021 – 2025	2026 – 2030	2031 - 2035	2036 - 2045
Strategi	Penyiapan Pengembangan Batubara untuk menghasilkan pasokan SNG-Amonia-H ₂	Pembangunan Industri Gasifikasi Batubara untuk menghasilkan pasokan SNG-Amonia-H ₂ di Sumatera	Pembangunan Industri Gasifikasi Batubara untuk menghasilkan pasokan SNG-Amonia-H ₂ di Kalimantan	Optimalisasi Pembangunan Industri Gasifikasi Batubara untuk menghasilkan pasokan SNG-Amonia-H ₂
Target	<ul style="list-style-type: none"> Tersedianya data sumberdaya & cadangan dan rekomendasi wilayah potensial untuk pengembangan SNG-Amonia-H₂ Tersedianya data kebutuhan pasar Tersedianya teknologi yang tepat dan layak Tersedianya dukungan regulasi untuk Pengembangan Batubara untuk menghasilkan pasokan SNG-Amonia-H₂ 	<ul style="list-style-type: none"> Terbangunnya 2 pabrik di Sumatera Tersedianya data sumberdaya & cadangan dan rekomendasi wilayah potensial Tersedianya data kebutuhan pasar Penerapan regulasi untuk Pengembangan Batubara untuk menghasilkan pasokan SNG-Amonia-H₂ 	<ul style="list-style-type: none"> Terbangunnya 1 pabrik di Kalimantan (total 3 pabrik) Tersedianya data sumberdaya & cadangan dan rekomendasi wilayah potensial di Sulawesi dan Papua 	<ul style="list-style-type: none"> Terbangunnya pabrik Gasifikasi Batubara untuk pemenuhan kebutuhan pasokan SNG-Amonia-H₂ secara optimal
Inisiatif Kegiatan	<p>Karakterisasi batubara dan Rekomendasi Wilayah Potensial Pengembangan SNG/Amonia/H₂ di Sumatera</p> <ul style="list-style-type: none"> Kajian <i>Supply Demand</i> di Sumatera Kajian <i>Cost and Benefit</i> di Sumatera Pra FS <i>Coal to SNG-Amonia-H₂</i> di Sumatera Menyiapkan Infrastruktur <i>Coal to SNG-Amonia-H₂</i> Promosi Investasi di Sumatera 	 <ul style="list-style-type: none"> Pengembangan infrastruktur jalur distribusi di Sumatera Pembangunan 2 Pabrik di Sumatera (kapasitas 100 MMSCFD/pabrik) Karakterisasi batubara dan Rekomendasi Wilayah Potensial Pengembangan SNG/Amonia/H₂ di Kalimantan <ul style="list-style-type: none"> Kajian <i>Supply Demand</i> di Kalimantan Kajian <i>Cost and Benefit</i> di Kalimantan Pra FS SNG-Amonia-H₂ di Kalimantan Promosi Investasi di Kalimantan 	 <ul style="list-style-type: none"> Pengembangan infrastruktur jalur distribusi di Kalimantan Pembangunan 1 Pabrik di Kalimantan (kapasitas 100 MMSCFD/pabrik) Karakterisasi batubara dan Rekomendasi Wilayah Potensial Pengembangan SNG/Amonia/H₂ di Sulawesi dan Papua <ul style="list-style-type: none"> Kajian <i>Supply Demand</i> di Sulawesi dan Papua Kajian <i>Cost and Benefit</i> di Sulawesi dan Papua Pra FS SNG-Amonia-H₂ di Sulawesi dan Papua Promosi Investasi di Sulawesi dan Papua 	 <ul style="list-style-type: none"> Pembangunan pabrik Gasifikasi Batubara untuk memenuhi kebutuhan pasokan SNG-Amonia-H₂ dan infrastruktur pendukung Updating database karakterisasi batubara, pengembangan pemilihan prospek lokasi sesuai kebutuhan
	 <p>Menyiapkan Dukungan Regulasi</p> <ul style="list-style-type: none"> Dukungan regulasi & insentif: Insentif Royalti Batubara Hingga 0% dan Harga Khusus Batubara untuk Gasifikasi Regulasi Harga Produk SNG-Amonia-H₂ dari batubara Regulasi Tata Niaga Produk Regulasi terkait Usulan Proyek SNG/Amonia/H₂ pada KPBU Regulasi terkait standarisasi produk dan infrastruktur 	 <p>Penerapan Regulasi</p> <ul style="list-style-type: none"> Menyediakan regulasi yang dapat diimplementasikan untuk Pengembangan Batubara menghasilkan pasokan SNG-Amonia-H₂ Penyesuaian regulasi 	 <p>Penyesuaian Regulasi</p> <ul style="list-style-type: none"> Penyesuaian regulasi SNG-Amonia-H₂ 	 <p>Penyesuaian Regulasi</p> <ul style="list-style-type: none"> Penyesuaian regulasi SNG-Amonia-H₂

Gambar 5.10. Road Map Program Pengembangan Batubara untuk Menghasilkan SNG, Amonia, dan Hidrogen

Pengembangan Batubara untuk Menghasilkan Bahan Bakar Melalui Pencairan Batubara (*Coal Liquefaction*)

Cadangan minyak bumi nasional terus semakin menipis sedangkan penggunaan BBM di dalam negeri meningkat dari tahun ke tahun. Sejak tahun 2002, status Indonesia adalah sebagai *net importer* minyak. Hal ini mengharuskan Indonesia terus meningkatkan impor minyak bumi untuk memenuhi konsumsi BBM dalam negeri sehingga beban APBN dalam pengadaan BBM akan semakin terbebani lebih besar.

Dalam *grand strategy energi* (GSE), strategi di masa mendatang diarahkan untuk mengurangi impor *gasoline* dan memenuhi kebutuhan *gasoline* dalam negeri. Teknologi pencairan batubara sejalan dengan strategi ini. Terutama, teknologi pencairan batubara sudah cukup mapan dan telah diterapkan secara komersial di beberapa negara. Dengan cadangan batubara yang relatif melimpah, arahan strategi pada GSE tersebut dapat dipenuhi melalui pencairan batubara dan dapat mendukung target *lifting* minyak dan gas sebesar 1 juta barrel per hari.

Strategi program pengembangan batubara untuk menghasilkan bahan bakar melalui pencairan batubara direncanakan dalam tiga tahap yaitu (1) penyiapan (2021-2030); (2) pembangunan (2031-2035); dan (3) optimalisasi pengembangan. Sedangkan target, pengembangan pabrik, dan penyiapan regulasi dibagi menjadi empat tahap.

Pada tahap pertama (2021-2025), target yang ingin dicapai pada program ini adalah adanya kajian *cost and benefit*, kajian kepastian *supply demand & end user*, kajian praFS (*feasibility study*), dan rekomendasi wilayah potensial pengembangan pencairan batubara. Di tahap ini belum dilakukan pembangunan pabrik karena masih dalam proses penentuan target lokasi pembangunan proyek pencairan batubara, penyiapan infrastruktur, serta promosi investasi. Bersamaan dengan itu, fokus utama pada tahap awal ini adalah menyiapkan seluruh regulasi pendukung pencairan batubara. Mulai dari regulasi dasar dan insentif, tata niaga, serta standardisasi produk pencairan batubara.

Pada tahap kedua (2026-2030), target dan pengembangan pabrik melanjutkan apa yang dilakukan di tahap pertama. Setelah penyiapan regulasi di tahap pertama selesai, di tahap kedua fokus utamanya adalah menyesuaikan regulasi sesuai dengan perkembangan yang terjadi.

Pada tahap ketiga (2031-2035), target yang ingin dicapai adalah mulai terbangunnya fasilitas pencairan batubara untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar (*gasoline* dan *solar*). Dengan demikian, pabrik pencairan batubara di tahap ini sudah beroperasi di beberapa lokasi.

Pada tahap keempat (2036-2045), target dan pembangunan pabrik pencairan batubara ditujukan untuk optimalisasi pencairan batubara. Dukungan regulasi juga tetap ada dengan melakukan penyesuaian regulasi.



Program Pengembangan Batubara Untuk Menghasilkan Bahan Bakar Melalui Pencairan Batubara

	2021 – 2025	2026 – 2030	2031 - 2035	2036 - 2045
Strategi	Penyiapan Pengembangan Batubara untuk Mendukung pemenuhan Bahan Bakar melalui Likuifaksi	Penyiapan Pengembangan Batubara untuk Mendukung pemenuhan Bahan Bakar melalui Likuifaksi	Pembangunan Pengembangan Batubara untuk Mendukung pemenuhan Bahan Bakar melalui Likuifaksi	Optimalisasi Pengembangan Batubara Melalui Likuifaksi
Target	<ul style="list-style-type: none"> • Tersedianya data sumberdaya & cadangan dan rekomendasi wilayah potensial untuk pengembangan batubara melalui pencairan batubara • Tersedianya data kebutuhan pasar dan kepastian <i>end user</i> • Tersedianya teknologi yang tepat dan layak untuk digunakan • Tersedianya dukungan regulasi untuk Pengembangan Batubara melalui pencairan batubara 		<ul style="list-style-type: none"> • Terbangunnya fasilitas <i>Coal Liquefaction</i> (pencairan batubara) untuk mendukung pemenuhan kebutuhan bahan bakar 	<ul style="list-style-type: none"> • Terbangunnya fasilitas <i>Coal Liquefaction</i> (pencairan batubara) untuk mendukung pemenuhan kebutuhan bahan bakar secara optimal
Inisiatif Kegiatan	<p>Karakterisasi batubara dan Rekomendasi Wilayah Potensial Pengembangan Batubara melalui pencairan (<i>Coal Liquefaction</i>)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kajian <i>Supply Demand</i> & Kepastian <i>Off Taker</i> • Kajian Cost and Benefit • Pra FS <i>Coal Liquefaction</i> <p>Penentuan target lokasi pembangunan proyek <i>Coal Liquefaction</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Penyiapan Infrastruktur <i>Coal Liquefaction</i> • Promosi Investasi <p> Menyiapkan regulasi</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dukungan regulasi & insentif : Insentif Royalti Batubara Hingga 0% dan Harga Khusus Batubara untuk Gasifikasi • Regulasi Tata Niaga Produk Hasil Pencairan Batubara • Regulasi Harga Bahan Bakar Produk yang dihasilkan melalui Pencairan Batubara • Regulasi terkait standarisasi produk hasil Pencairan Batubara 		<p><i>Updating</i> Karakterisasi batubara dan pemilihan prospek lokasi untuk Pengembangan Batubara melalui pencairan (<i>Coal Liquefaction</i>)</p> <p> Pembangunan pabrik <i>Coal Liquefaction</i> berdasarkan rekomendasi wilayah potensial, kelayakan teknologi dan keekonomian, kepastian <i>supply-demand</i></p> <p> Menyiapkan regulasi</p> <ul style="list-style-type: none"> • Menyediakan regulasi untuk pengembangan batubara melalui pencairan (<i>Coal Liquefaction</i>) untuk mendukung pemenuhan Bahan Bakar • Penyesuaian regulasi 	<p> Pengembangan infrastruktur dan Optimalisasi pembangunan pabrik <i>Coal Liquefaction</i> (pencairan batubara) untuk mendukung pemenuhan kebutuhan bahan bakar</p>

Gambar 5.11. Road Map Program Pengembangan Batubara untuk Menghasilkan Bahan Bakar Melalui Pencairan Batubara

Pengembangan Batubara Melalui Briket Batubara-Biomassa (*Bio-Coal*) untuk *Cofiring* PLTU dan Briket Batubara Terkarbonisasi untuk Industri Kecil/UMKM

Cadangan batubara Indonesia yang besar belum optimal dimanfaatkan bagi pemenuhan kebutuhan energi dalam negeri. Oleh karena itu, perlu adanya optimalisasi pemanfaatan batubara terutama batubara kalori rendah dan *fine coal* yang mendominasi produksi batubara dalam negeri. Salah satu jalan yang dapat ditempuh adalah melalui optimalisasi penggunaan briket batubara terkarbonisasi bagi industri kecil/UMKM. Briket batubara terkarbonisasi dapat menjamin ketersediaan energi alternatif bagi industri kecil/UMKM yang murah dan terjangkau.

Selain itu, batubara kalori rendah dan *fine coal* juga dapat dimanfaatkan sebagai bahan *blending* bahan bakar alternatif berupa campuran biomassa dengan batubara atau yang terkenal sebagai briket *bio-coal*. Salah satu tujuannya adalah untuk mendukung peningkatan penggunaan biomassa sebagai sumber energi baru terbarukan (EBT). Pada tahun 2025, penggunaan EBT dicanangkan mencapai 23% dari total bauran energi nasional dan terus meningkat hingga 31% di tahun 2050. Dengan demikian penggunaan briket *bio-coal* sejalan dengan strategi pencapaian bauran energi nasional. Salah satu implementasi briket *bio-coal* yang paling potensial saat ini adalah menjadi *co-firing* bagi PLTU.

Program Briket Batubara-Biomassa (*Bio-Coal*) untuk *Cofiring* PLTU

Penyiapan pengembangan briket *bio-coal* untuk *co-firing* PLTU akan menjadi agenda utama dalam tahapan awal program briket *bio-coal* (2021-2025). Persiapan yang perlu dilakukan antara lain penyusunan data sumberdaya batubara dan bahan baku biomassa untuk pengembangan briket melalui campuran batubara-biomassa. Kemudian diperlukan juga penyiapan litbang pengembangan batubara melalui briket campuran Batubara-Biomassa.

Litbang mengenai karakterisasi batubara dan rekomendasi wilayah potensial pengembangan briket batubara-biomassa di Kalimantan juga perlu disiapkan. Sejalan dengan litbang, diperlukan juga penyiapan infrastruktur pengembangan briket batubara-biomassa di Kalimantan dan infrastruktur pendukung. Selain itu diperlukan juga inventarisasi teknologi proven dan layak serta data kebutuhan pasar. Dilanjutkan dengan pengujian skala laboratorium terkait komposisi yang pas antara batubara dan biomassa. Perlu juga dilakukan kajian kelayakan ekonomi (termasuk kajian *cost-benefit* dan lingkungan) yang hasilnya akan diseminasi ke perusahaan tambang, perkebunan, dan PLTU. Terakhir, uji coba briket *bio-coal* untuk penerapan *co-firing* pada PLTU termasuk karakterisasi lingkungan dapat dijalankan. Dukungan regulasi akan disiapkan untuk mendorong percepatan proyek briket *bio-coal*. Regulasi ini meliputi misalnya regulasi harga jual briket *bio-coal*, kewajiban *off taker*, dan penggunaan lahan reklamasi untuk kebun energi.

Pada tahap kedua (2026-2030), implementasi pemanfaatan briket *bio-coal* untuk *co-firing* PLTU akan dijalankan. Pembangunan pabrik pengembangan briket melalui campuran batubara-biomassa untuk diterapkan pada PLTU (berdasarkan hasil litbang) dengan opsi pertama di wilayah Kalimantan. Kemudian dilanjutkan dengan penyusunan data sumberdaya dan cadangan serta rekomendasi wilayah potensial lainnya.

Untuk tahap terakhir (2031-2045) optimalisasi pemanfaatan briket *bio-coal* untuk *co-firing* PLTU akan dilakukan melalui evaluasi sekaligus pengembangan proyek briket *bio-coal*. Rekomendasi wilayah potensial pengembangan briket *bio-coal* di Sulawesi dan Papua juga akan dilakukan. Pada tahap ini juga akan dilakukan *updating* database karakterisasi batubara, pengembangan pemilihan prospek lokasi berdasarkan kebutuhan.



Program Pengembangan Batubara Melalui Briket Batubara-Biomassa (Bio-Coal) untuk PLTU

	2021 – 2025	2031 - 2030	2031 - 2035	2036 - 2045
Strategi	Penyiapan Kelitbang dan Pengembangan Briket Bio-Coal untuk Co-Firing PLTU	Implementasi Pemanfaatan Briket Bio-Coal untuk Co-Firing PLTU	Optimalisasi Pemanfaatan Briket Bio-Coal untuk Co-Firing PLTU	
Target	<ul style="list-style-type: none"> Tersedianya data sumberdaya batubara dan bahan baku biomassa untuk pengembangan briket melalui campuran batubara-biomassa Menyiapkan litbang pengembangan batubara melalui Briket campuran Batubara-Biomassa Tersedianya teknologi yang <i>proven</i> dan layak Tersedianya data kebutuhan pasar Tersedianya dukungan regulasi untuk pengembangan briket melalui campuran batubara-biomassa 	<ul style="list-style-type: none"> Terbangunnya pabrik pengembangan briket melalui campuran batubara-biomassa untuk diterapkan pada PLTU (berdasarkan hasil litbang) Tersedianya data sumberdaya & cadangan dan rekomendasi wilayah potensial lainnya Skema bisnis berjalan dengan normal (sesuai dengan permintaan <i>off taker</i>) 	<ul style="list-style-type: none"> Terbangunnya pabrik pengembangan briket melalui campuran batubara-biomassa yang optimal untuk dapat diterapkan pada PLTU Tersedianya data sumberdaya & cadangan dan rekomendasi wilayah potensial lainnya 	
Inisiatif Kegiatan	Karakterisasi batubara & rekomendasi wbatubara-biomassa wilayah potensial pengembangan briket di Kalimantan	Melanjutkan Karakterisasi batubara & rekomendasi wilayah potensial pengembangan briket batubara-biomassa di Sumatera	Melanjutkan Karakterisasi batubara & rekomendasi wilayah potensial pengembangan briket batubara-biomassa di Sulawesi, Papua	<i>Updating</i> database karakterisasi batubara, pengembangan pemilihan prospek lokasi berdasarkan kebutuhan
	<ul style="list-style-type: none"> Inventarisasi Teknologi <i>Proven</i> dalam & luar negeri Pengujian skala Lab terkait komposisi yang sesuai antara batubara dan biomassa Kajian kelayakan ekonomi dan lingkungan Diseminasi hasil kajian ke perusahaan tambang, perkebunan, dan PLTU, Uji coba penerapan pada PLTU termasuk karakterisasi lingkungan Kajian <i>Supply Demand</i> Promo Investasi Menyiapkan infrastruktur pengembangan briket batubara-biomassa di Kalimantan dan infrastruktur pendukung 	 <ul style="list-style-type: none"> Pembangunan pabrik Briket <i>Bio-Coal</i> (opsi pertama: wilayah Kalimantan) Implementasi briket <i>bio-coal</i> pada beberapa PLTU * Berdasarkan hasil LITBANG / Kajian 	 <p>Optimalisasi Pembangunan pabrik Briket <i>Bio-Coal</i> (Evaluasi dan Pengembangan proyek Briket <i>Bio-Coal</i>)</p>	
	 <p>Menyiapkan Dukungan Regulasi</p> <ul style="list-style-type: none"> Penyusunan Regulasi (harga jual, kewajiban <i>off taker</i>, penggunaan lahan reklamasi untuk kebun energi dan lainnya) Mekanisme penyediaan lahan untuk bahan baku Biomassa 	 <p>Penerapan dan Penyesuaian Regulasi</p> <ul style="list-style-type: none"> Menyediakan regulasi yang dapat diimplementasikan untuk mendukung Pengembangan Briket melalui campuran batubara-biomassa untuk PLTU Penyesuaian Regulasi 		

Gambar 5.12. Road Map Program Pengembangan Batubara Melalui Briket Batubara-Biomassa (Bio-Coal) untuk PLTU

Program Briket Batubara Terkarbonisasi bagi Penggunaan Industri Kecil/UMKM

Ada tiga tahap yang akan ditempuh untuk menyukseskan program briket batubara terkarbonisasi bagi industri kecil/UMKM. Tahap pertama adalah penyiapan optimalisasi pengembangan briket batubara terkarbonisasi bagi industri kecil/UMKM. Pada tahap pertama (2021-2025), dimulai dengan penentuan lokasi ketersediaan bahan baku batubara (opsi pertama di Sumatera). Kriteria yang digunakan untuk penentuan lokasi tersebut adalah kualitas batubara yang sesuai, lokasi pabrik briket batubara *existing*, dan potensi pasar. Setelah itu akan dilanjutkan dengan kajian kelayakan ekonomi (termasuk kajian *cost & benefit* serta lingkungan) dan kajian *supply-demand* (termasuk pemasok dan *off taker*). Berikutnya produksi briket batubara dan uji coba produk (*market test*) akan dilakukan penerapan skala komersial oleh para pengusaha briket. Untuk mendukung produksi briket batubara akan dilakukan promosi investasi serta pembentukan skema bisnisnya. Dukungan regulasi juga akan diberikan misalnya berupa regulasi harga jual briket batubara.

Pada tahap kedua (2026–2030), fokus program adalah implementasi pengembangan briket batubara terkarbonisasi bagi penggunaan industri kecil/UMKM. Untuk mendukung tahap ini akan dilakukan penentuan lokasi pemasok dengan kualitas batubara yang sesuai, lokasi pabrik briket, dan ketersediaan bahan baku batubara (kriteria: batubara *existing* dan potensi pasar) di Pulau Jawa. Skema bisnis briket batubara pada tahap ini ditargetkan sudah berjalan dengan baik ditinjau dari segi pasokan briket batubara yang sudah stabil dan berkelanjutan serta adanya peningkatan permintaan. Adapun pada tahap terakhir (2031–2045) fokus program adalah optimalisasi pemanfaatan briket batubara terkarbonisasi bagi industri kecil/UMKM. Pemanfaatan briket batubara juga akan diluaskan ke pulau-pulau lain yang memiliki sentra industri kecil dan UMKM yang besar. Untuk itu akan dilakukan penentuan lokasi ketersediaan bahan baku batubara di Kalimantan dan wilayah lainnya.

Program Optimalisasi Pengembangan Briket Batubara Terkarbonisasi Bagi Penggunaan Industri Kecil/UMKM

	2021 – 2025	2031 - 2030	2031 - 2035	2036 - 2045
Strategi	Penyiapan optimalisasi pengembangan briket batubara terkarbonisasi bagi penggunaan industri kecil/UMKM	Implementasi pengembangan briket batubara terkarbonisasi bagi penggunaan industri kecil/UMKM	Optimalisasi pemanfaatan briket batubara terkarbonisasi bagi penggunaan industri kecil/UMKM	
Target	<ul style="list-style-type: none"> Tersedianya data ketersediaan bahan baku batubara Menyiapkan kajian kelayakan optimalisasi pengembangan briket batubara bagi industri kecil/UMKM Tersedianya data potensi kebutuhan pasar Tersedianya dukungan regulasi untuk optimalisasi pengembangan briket batubara Skema bisnis masih dalam tahap awal 	<ul style="list-style-type: none"> Penerapan skala komersil pengembangan briket batubara terkarbonisasi bagi penggunaan industri kecil/UMKM Skema bisnis sudah berjalan dengan baik, pasokan briket batubara sudah sustain dan terjadi peningkatan permintaan dari Industri kecil / UMK 		
Inisiatif Kegiatan	Penentuan lokasi ketersediaan bahan baku batubara (kriteria: kualitas batubara yang sesuai, lokasi pabrik briket batubara eksisting, dan potensi pasar). *) Opsi Pertama : Lokasi di Pulau Sumatera	Penentuan lokasi ketersediaan bahan baku batubara *) Opsi Kedua : Lokasi di Pulau Jawa	Penentuan lokasi ketersediaan bahan baku batubara (kriteria: kualitas batubara yang sesuai, lokasi pabrik briket batubara eksisting, dan potensi pasar). *) Opsi selanjutnya : di pulau Kalimantan dan wilayah lainnya	
	<ul style="list-style-type: none"> Kajian kelayakan ekonomi optimalisasi pengembangan briket batubara Kajian <i>Cost and Benefit</i> Kajian <i>Supply Demand</i> dan kepastian <i>offtaker</i> <ul style="list-style-type: none"> Produksi briket dan Uji coba produk (<i>market test</i>) Penerapan skala komersil oleh para pengusaha Menyiapkan usulan infrastruktur pendukung untuk optimalisasi briket batubara (jika dibutuhkan) 	<ul style="list-style-type: none"> Pemenuhan kebutuhan briket batubara terkarbonisasi bagi penggunaan industri kecil/UMKM berdasarkan optimalisasi pengembangan briket batubara terkarbonisasi Pembangunan pabrik briket batubara terkarbonisasi (sesuai kebutuhan) 		
	 Menyiapkan Dukungan Regulasi <ul style="list-style-type: none"> Penyusunan Regulasi harga jual batubara briket Dukungan regulasi dan insentif lainnya sesuai kebutuhan 	 Penerapan dan Penyesuaian Regulasi <ul style="list-style-type: none"> Menyediakan regulasi yang dapat diimplementasikan untuk mendukung pengembangan briket batubara terkarbonisasi bagi penggunaan industri kecil/UMKM Penyesuaian Regulasi 		

Gambar 5.13. Road Map Program Optimalisasi Pengembangan Briket Batubara Terkarbonisasi bagi Penggunaan Industri Kecil/UMKM

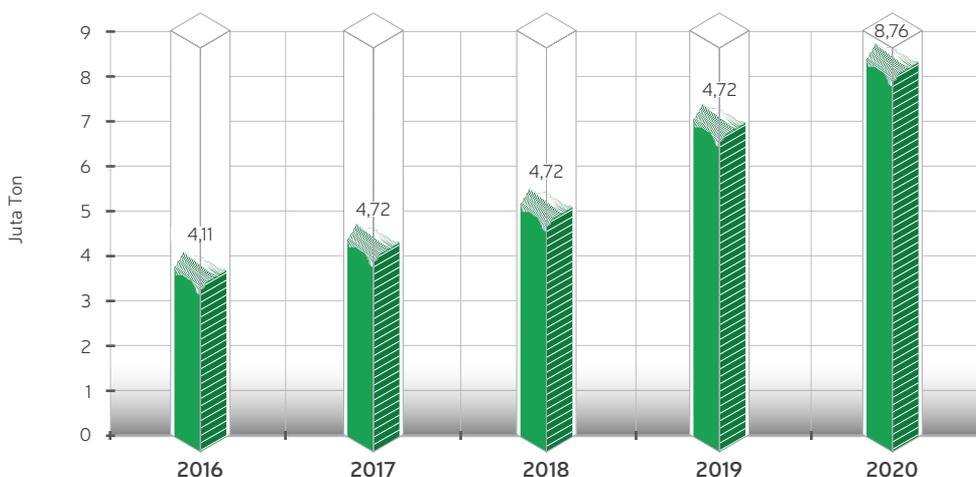


Pengembangan Batubara untuk Industri Metalurgi

Batubara metalurgi memegang peranan penting dalam industri peleburan bijih logam di Indonesia. Namun, spesifikasi khusus yang dimiliki batubara metalurgi masih sulit dipenuhi oleh batubara produksi dalam negeri. Akibatnya pasokan batubara metalurgi untuk kebutuhan industri metalurgi dalam negeri seperti industri baja, timah, pengolahan besi, dan fasilitas *smelter* masih mengandalkan batubara hasil impor. Berdasarkan data dari Kementerian ESDM, realisasi impor batubara semakin meningkat dari tahun ke tahun sejalan dengan meningkatnya industri metalurgi. Berdasarkan data dari pengguna batubara dalam negeri total impor batubara akan terus meningkat di masa mendatang sehingga pemanfaatan batubara dalam negeri perlu dioptimalkan untuk menekan laju impor.

Potensi batubara Indonesia masih sangat besar untuk dapat dimanfaatkan sebagai batubara metalurgi (kokas). Disamping memiliki batubara yang secara alamiah memiliki karakteristik metalurgi, Indonesia juga memiliki jenis batubara termal yang dapat direkayasa untuk menghasikan produk setara semi kokas yang juga dapat dimanfaatkan dalam industri *smelter*. Kebutuhan kokas dapat juga dipenuhi menggunakan skenario bio-kokas yaitu dengan mencampur batubara berperingkat rendah dengan biomassa. Skenario biokokas sekaligus meningkatkan penggunaan biomassa sebagai EBT dan penggunaan batubara peringkat rendah untuk industri metalurgi.

Realisasi Impor Batubara 2016-2020



Sumber: Bank Indonesia

Gambar 5.14. Realisasi Impor Batubara Indonesia 2016-2020

Program Batubara untuk Industri Metalurgi Dalam Negeri

Program pada tahap pertama (2021-2025) meliputi eksplorasi, penyiapan *database*, sistem informasi (SI), karakterisasi, dan deliniasi wilayah potensial. Pada tahap ini akan dilakukan kajian *cost and benefit* kelayakan penerapan teknologi serta kajian *supply and demand* industri batubara metalurgi. Kemudian dilanjutkan dengan melakukan optimalisasi proporsi batubara lokal sebagai bahan baku kokas. Untuk mendukung optimalisasi tersebut akan dilakukan implementasi awal pengembangan pabrik batubara untuk kebutuhan industri metalurgi dalam negeri dengan kapasitas 250.000 ton per tahun. Selain itu, dari sisi regulasi akan ditetapkan karakteristik batubara kokas Indonesia baik dari segi terminologi maupun spesifikasi. Ditambah dengan aturan yang mewajibkan penyampaian data karakteristik

batubara metalurgi pada laporan eksplorasi dan RKAB bagi pemegang IUP Batubara yang teridentifikasi memiliki batubara karakteristik metalurgi. Kemudian diatur juga kebijakan harga acuan dan kewajiban pemenuhan pasar domestik untuk batubara metalurgi dalam negeri.

Pada tahap kedua (2026-2030), kajian difokuskan pada *cost and benefit* bagi konsumen dan skema bisnis dari batubara metalurgi. Target pada tahap ini adalah pengembangan batubara untuk kebutuhan industri metalurgi dalam negeri sudah melampaui 250.000 ton per tahun. Sedangkan untuk tahap akhir (2031-2045) akan fokus pada *updating database*, pengembangan SI, pemilihan prospek lokasi berdasarkan kebutuhan, dan optimalisasi penggunaan batubara metalurgi terutama dalam industri *smelter*. Jika diperlukan akan dibentuk pula aturan terkait kewajiban pemenuhan kebutuhan batubara metalurgi untuk industri metalurgi dalam negeri.

Program Pengembangan Batubara Untuk Industri Metalurgi Dalam Negeri

	2021 – 2025	2026 – 2030	2031 – 2035	2036 – 2045
Strategi	Penyiapan Pengembangan Batubara untuk Industri Metalurgi Dalam Negeri	Implementasi Pengembangan Batubara untuk memenuhi kebutuhan Industri Metalurgi Dalam Negeri dan substitusi impor kokas	Optimalisasi Pengembangan Batubara untuk memenuhi kebutuhan Industri Metalurgi Dalam Negeri dan substitusi impor kokas	
Target	<ul style="list-style-type: none"> Tersedianya data sumberdaya & cadangan dan rekomendasi wilayah potensial batubara metalurgi Tersedianya teknologi yang tepat dan layak Tersedianya data kebutuhan pasar batubara metalurgi Terlaksananya Implementasi awal pembangunan pabrik batubara untuk industri metalurgi Tersedianya dukungan regulasi untuk Pengembangan Batubara Untuk Industri Metalurgi 	<ul style="list-style-type: none"> Tersedianya data sumberdaya & cadangan dan rekomendasi wilayah potensial batubara metalurgi lainnya Terlaksananya peningkatan pembangunan pabrik batubara untuk industri metalurgi Pemenuhan Kebutuhan batubara untuk industri metalurgi dalam negeri dapat dipenuhi dari dalam negeri 	Terbangunnya pabrik pengembangan batubara untuk industri metalurgi untuk pemenuhan kebutuhan industri metalurgi dalam negeri dan mensubstitusi impor kokas secara optimal	
	<ul style="list-style-type: none"> Karakterisasi batubara dan Rekomendasi Wilayah Potensi Batubara Metalurgi (opsi : Kalimantan) Penentuan zonasi potensi batubara metalurgi dan zona industri (<i>smelter</i>) 	<ul style="list-style-type: none"> Karakterisasi batubara dan Rekomendasi Wilayah Potensi Batubara Metalurgi (opsi : Kalimantan) Penentuan zonasi potensi batubara metalurgi dan zona industri (<i>smelter</i>) 	Updating database karakterisasi batubara metalurgi dan pengembangan pemilihan prospek lokasi sesuai kebutuhan	
	<ul style="list-style-type: none"> Kajian <i>Cost and Benefit</i> kelayakan penerapan teknologi Kajian <i>Supply Demand</i> Industri Batubara Metalurgi Optimalisasi proporsi batubara lokal sebagai bahan baku kokas 	<ul style="list-style-type: none"> Kajian <i>Cost & Benefit</i> ke konsumen Penentuan skema bisnis 		
Inisiatif Kegiatan	Implementasi awal pengembangan batubara untuk kebutuhan industri metalurgi dalam negeri (tahun 2024) (kapasitas :250.000 ton/ tahun)	Pengembangan batubara untuk kebutuhan industri metalurgi dalam negeri > 250.000 ton/tahun (jika pembangunan tahap awal dinyatakan layak)	Peningkatan Pengembangan batubara untuk kebutuhan industri metalurgi dalam	
	 Menyiapkan Regulasi <ul style="list-style-type: none"> Penetapan karakteristik batubara metalurgi Indonesia Kewajiban Penyampaian data karakteristik batubara metalurgi bagi pemegang IUP Batubara yang teridentifikasi memiliki batubara karakteristik metalurgi Kebijakan harga acuan dan kewajiban pemenuhan pasar domestik untuk batubara metalurgi dalam negeri Tata Niaga Batubara Metalurgi 	 Penerapan dan Penyesuaian Regulasi <ul style="list-style-type: none"> Menyediakan regulasi yang dapat diimplementasikan untuk mendukung Pengembangan Batubara Untuk Industri Metalurgi Dalam Negeri Penyesuaian Regulasi 		

Gambar 5.15. Road Map Program Pengembangan Batubara untuk Industri Metalurgi Dalam Negeri



Program Pengembangan Bio-Kokas Berbasis Biomassa dan Batubara Peringkat Rendah untuk Industri Metalurgi

Kajian ekonomi dan formulasi campuran biomassa dan batubara peringkat rendah untuk pembuatan bio-kokas akan menjadi langkah pertama dalam tahapan awal program bio-kokas (2021-2025). Hasil kajian dari formulasi tersebut akan digunakan sebagai dasar aturan untuk penetapan karakteristik campuran biomassa dan batubara peringkat rendah. Kemudian hasil kajian juga akan dimanfaatkan untuk pembuatan *pilot project* bio-kokas serta kajian skema investasi/pengusahaannya.

Pada tahap kedua (2026-2030), fokus akan diutamakan pada pemilihan lokasi yang memiliki potensi tinggi sebagai pabrik bio-kokas. Dilanjutkan dengan pembuatan dan karakterisasi campuran biomassa dan batubara peringkat rendah sebagai bio-kokas dalam skala pilot. Adapun tahap terakhir (2031-2045) akan berfokus pada implementasi pengembangan campuran biomassa dan batubara peringkat rendah dan optimalisasi penggunaan campuran biomassa dan batubara peringkat rendah dalam industri metalurgi dalam negeri. Hal ini akan didukung dengan kebijakan harga campuran batubara peringkat rendah dan biomassa sebagai pembuatan bio-kokas serta kewajiban pemenuhan bio-kokas dalam negeri. Selain tentunya regulasi mengenai pengaturan tata niaga bio-kokas.

Program Pengembangan Bio-Kokas Berbasis Biomassa dan Batubara Peringkat Rendah untuk Industri Metalurgi

	2021 - 2025	2026 - 2030	2031 - 2035	2036 - 2045
Strategi	Penyiapan Data dan Kelitbangan Pembuatan Bio-Kokas	Penyiapan Data dan Kelitbangan Pembuatan Bio-Kokas (lanjutan)	Implementasi Pembuatan Bio-Kokas berbasis biomassa dan batubara peringkat rendah untuk kebutuhan industri metalurgi	
Target	<ul style="list-style-type: none"> Tersedianya data sumberdaya & cadangan batubara sebagai bahan baku bio-kokas dan rekomendasi wilayah potensial Tersedianya data formulasi campuran biomassa dan batubara peringkat rendah untuk pembuatan <i>Bio-Voke</i> yang sesuai Tersedianya teknologi yang tepat dan layak Tersedianya data kebutuhan pasar untuk bio-kokas Tersedianya dukungan regulasi untuk pengembangan campuran biomassa dan batubara peringkat rendah untuk pembuatan Bio-Kokas 		<ul style="list-style-type: none"> Mulai terbangunnya pabrik Pembuatan Bio-Kokas berbasis biomassa dan batubara peringkat rendah untuk kebutuhan industri metalurgi 	<ul style="list-style-type: none"> Optimalisasi penggunaan bio-kokas berbasis campuran biomassa dan batubara peringkat rendah pada industri metalurgi
Inisiatif Kegiatan	<ul style="list-style-type: none"> Karakterisasi biomassa, campuran biomassa dan batubara peringkat rendah sebagai bahan pembuatan kokas dan rekomendasi wilayah prospek berdasarkan hasil kajian keekonomian 		<ul style="list-style-type: none"> Updating database karakterisasi batubara untuk bio-kokas dan pengembangan pemilihan prospek lokasi sesuai kebutuhan 	
	<ul style="list-style-type: none"> Kajian Formulasi campuran biomassa dan batubara peringkat rendah sebagai bahan pembuatan bio-kokas Kajian Keekonomian (<i>Cost and Benefit, Supply & Demand</i>) 	<ul style="list-style-type: none"> Kajian Keekonomian (lanjutan) Pemilihan prospek lokasi 	<ul style="list-style-type: none"> Kajian <i>Cost Benefit</i> ke Konsumen Pengaturan Skema Bisnis Promo Investasi 	<ul style="list-style-type: none"> Pembangunan pembuatan bio-kokas berbasis biomassa dan batubara peringkat rendah untuk memenuhi kebutuhan industri metalurgi
		<ul style="list-style-type: none"> Pembuatan dan karakterisasi campuran biomassa dan batubara peringkat rendah sebagai bio-kokas dalam skala pilot 		<ul style="list-style-type: none"> Studi kelayakan pembuatan bio-kokas berbasis biomassa dan batubara peringkat rendah untuk kebutuhan industri metalurgi (jika hasil kajian layak secara teknis dan ekonomis)
	Menyiapkan Dukungan Regulasi <ul style="list-style-type: none"> Penetapan karakteristik batubara biokokas (campuran batubara peringkat rendah dan biomassa) Dukungan pembiayaan pilot project Skema investasi/ pengusahaannya Usulan Kawasan khusus 	Menyiapkan Dukungan Regulasi <ul style="list-style-type: none"> Menyiapkan dukungan regulasi (Lanjutan kegiatan 2021-2015) 	Menyiapkan regulasi <ul style="list-style-type: none"> Kebijakan harga campuran batubara peringkat rendah dan biomassa sebagai pembuatan biokokas Kewajiban pemenuhan biokokas dalam negeri Pengaturan tata niaga biokokas 	

Gambar 5.16. Road Map Program Pengembangan Bio-Kokas Berbasis Biomassa dan Batubara Peringkat Rendah untuk Industri Metalurgi

Pengembangan Batubara melalui *Coal Upgrading*

Indonesia memiliki 13,38 miliar ton batubara peringkat rendah atau 35% dari total cadangan batubara Indonesia. Namun, sumber daya batubara peringkat rendah yang besar ini relatif sulit dipasarkan. Tantangan ini dapat diatasi dengan melakukan *upgrading* peringkat batubara sehingga batubara peringkat rendah yang ada tetap dapat dimanfaatkan lebih lanjut. Selain itu, peningkatan nilai kalor batubara bermanfaat untuk mengurangi emisi CO₂ yang dilepaskan pada saat pembakaran batubara serta potensi terjadinya swabakar selama transportasi dapat dikurangi.

Dari aspek teknologi, Badan Litbang ESDM telah mengembangkan hingga tahap *pilot plant* dua jenis teknologi *upgrading* batubara yaitu melalui teknologi *Upgraded Brown Coal* (UBC) dan *Coal Drying and Briqueting* (CDB).

Road map pengembangan batubara melalui *coal upgrading* dilakukan melalui tiga tahap. Strategi pada tahap pertama (2021-2025) adalah penyiapan pengembangan batubara untuk *upgrading* antara lain melalui penyiapan database, sistem informasi, karakterisasi, dan deliniasi wilayah potensial. Pencapaian yang ditargetkan pada tahap ini adalah tersusunnya beberapa kajian mendasar seperti kajian *cost & benefit* serta kajian *supply demand & end user*. Selain itu, hal yang ditargetkan adalah dimulainya pengembangan *pilot plant* yang diikuti oleh *pra feasibility study*. Di tahap ini rekomendasi wilayah potensial pengembangan batubara untuk *coal upgrading* juga ditargetkan selesai.

Selanjutnya pada tahap kedua (2026-2030), strategi program ini diarahkan pada pembangunan pengembangan *coal upgrading* untuk optimalisasi pemanfaatan batubara kalori rendah. Adapun target yang ingin dicapai pada tahap kedua ini adalah terbangunnya fasilitas *coal upgrading* yang telah berproduksi secara komersial untuk mendukung optimalisasi pemanfaatan batubara kalori rendah. Dengan demikian pada tahun 2026-2030 pabrik *coal upgrading* sudah terbangun dan komersial sehingga dapat mendukung pemanfaatan batubara kalori rendah.

Setelah persiapan dan pembangunan mencapai titik mapan, pada tahap ketiga (2031-2045) strategi yang ditempuh adalah optimalisasi pemanfaatan batubara kalori rendah melalui teknologi *coal upgrading*. Pada tahap ini ditargetkan pabrik *coal upgrading* yang ada telah dapat mendukung optimalisasi batubara kalori rendah.





Pada setiap tahap, pemerintah akan selalu menyiapkan regulasi pendukung dan mengevaluasi regulasi tersebut sesuai dengan kebutuhan dan perkembangan yang terjadi.

Program Pengembangan Batubara Melalui *Upgrading* (Coal Upgrading)

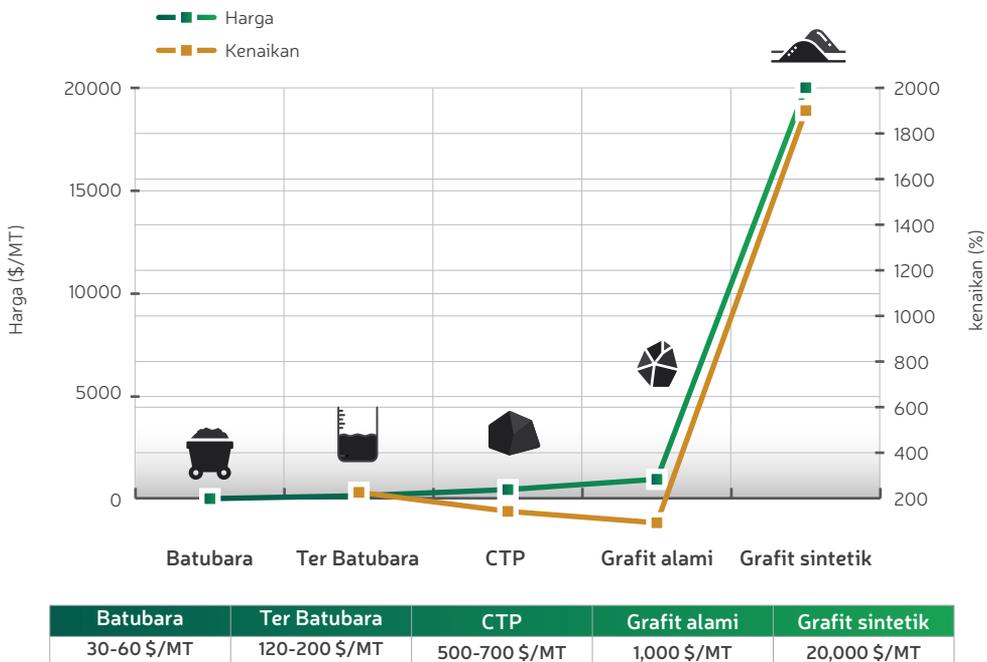
	2021 – 2025	2026 – 2030	2031 – 2035	2036 – 2045
Strategi	Penyiapan Pengembangan Batubara Melalui <i>Upgrading</i> (Coal Upgrading)	Pembangunan Pengembangan <i>Coal Upgrading</i> untuk Pemanfaatan Batubara Kalori Rendah	Optimalisasi Pemanfaatan Batubara Kalori Rendah melalui Teknologi <i>Coal Upgrading</i>	
Target	<ul style="list-style-type: none"> Tersedianya data sumberdaya & cadangan batubara kalori rendah dan rekomendasi wilayah potensial untuk pengembangan batubara melalui <i>upgrading</i> Tersedianya data kebutuhan pasar Tersedianya teknologi yang tepat dan layak Tersedianya dukungan regulasi untuk Pengembangan Batubara melalui <i>upgrading</i> 	Terbangunnya fasilitas <i>Coal Upgrading</i> yang telah berproduksi secara komersial untuk mendukung pemanfaatan batubara kalori rendah	Peningkatan terbangunnya fasilitas <i>Coal Upgrading</i> yang telah berproduksi secara komersial untuk mendukung optimalisasi pemanfaatan batubara kalori rendah secara optimal	
Inisiatif Kegiatan	Karakterisasi batubara dan Rekomendasi Wilayah Potensial untuk Pengembangan Batubara melalui <i>Upgrading</i> <ul style="list-style-type: none"> Kajian <i>Cost & Benefit</i> Kajian Kepastian <i>Supply Demand & Off Taker</i> 	Lanjutan Karakterisasi batubara dan Rekomendasi Wilayah Potensial untuk Pengembangan Batubara melalui <i>Upgrading</i> <ul style="list-style-type: none"> Pembangunan pabrik <i>Coal Upgrading</i> yang sudah siap komersial, mendukung pemanfaatan batubara kalori rendah Fasilitas <i>Coal Upgrading</i> mendukung pemenuhan kebutuhan <i>upgrading</i> untuk fasilitas PNT lain yang sudah/akan dibangun (Gasifikasi, Pembuatan kokas/semi kokas) 	Updating Karakterisasi batubara dan pemilihan prospek lokasi untuk Pengembangan Batubara melalui <i>Upgrading</i> <ul style="list-style-type: none"> Promo Investasi Peningkatan pembangunan pabrik <i>Coal Upgrading</i> yang sudah siap komersial untuk optimalisasi pemanfaatan batubara kalori rendah 	
	<ul style="list-style-type: none"> Pengembangan <i>Pilot Plant</i> Pra-FS <i>Coal Upgrading</i> Penentuan target lokasi pembangunan <i>Coal Upgrading</i> Promosi investasi 	<ul style="list-style-type: none"> Penerapan Regulasi 		
	<ul style="list-style-type: none"> Menyiapkan Dukungan Regulasi Dukungan regulasi & insentif: Harga batubara untuk <i>upgrading</i> Regulasi Tata Niaga Produk <i>Coal Upgrading</i> Dukungan regulasi dan insentif lainnya sesuai kebutuhan 	<ul style="list-style-type: none"> Menyediakan regulasi untuk mendukung pengembangan batubara melalui <i>Coal Upgrading</i> Penyesuaian regulasi 		

Gambar 5.17. Road Map Program Pengembangan Batubara untuk *Upgrading* (Coal Upgrading)



Pengembangan Batubara untuk menghasilkan Produk Material Maju dan Logam Tanah Jarang (LTJ)

Pengembangan batubara untuk menghasilkan produk material maju (serat karbon, grafit, dan *graphene*) salah satunya bertujuan untuk mengolah limbah B3 menjadi bahan baku bernilai ekonomi tinggi. Misalnya ter batubara yang merupakan limbah industri hilir batubara selama ini masih dianggap sebagai limbah B3. Padahal potensi ter batubara sebagai bahan baku produk karbon maju terbuka luas. Apalagi material karbon maju memiliki nilai keekonomian yang tinggi. Hal yang sama juga berlaku bagi limbah batubara berupa *fly ash* yang biasa dihasilkan dari pembakaran batubara di PLTU. *Fly ash* seperti telah dijelaskan sebelumnya diketahui berpotensi mengandung LTJ dengan kadar setara pada mineral alami pembawa LTJ.



Sumber: Puslitbang Tekmira KESDM, 2020

Gambar 5.18. Ilustrasi Peningkatan Nilai Tambah Batubara

Road Map Program Pengembangan Batubara untuk Material Maju

Jalan panjang program ini dimulai dengan penyiapan data dan kelitbangan pengembangan batubara untuk material maju pada lima tahun pertama (2021-2025). Pada tahap ini ditargetkan data sumber bahan baku untuk material maju telah tersedia, termasuk juga teknologi yang tepat serta adanya informasi kebutuhan pasar terhadap material maju dari batubara. Secara regulasi, program ini memerlukan dukungan KLHK terkait kemudahan pengolahan ter batubara yang saat ini masih berstatus sebagai limbah B3.



Pada tahap selanjutnya (2026-2030), strategi yang diambil adalah memulai pembangunan industri batubara untuk menghasilkan material maju. Untuk itu, ditargetkan pengembangan *pilot plant* di awal lima tahun kedua dapat terlaksana teruskan dengan pembangunan industri material maju.

Kemudian tahap ketiga (2031-2045), optimalisasi pengembangan batubara untuk material maju telah dapat dilaksanakan. Hal ini ditempuh melalui peningkatan pembangunan industri material maju berbasis batubara. Sedangkan terkait regulasi akan dilakukan evaluasi implementasi regulasi dan perbaikan regulasi untuk mendukung pengembangan industri pembuatan material maju berbasis batubara.

Program Penyiapan Pengembangan Batubara untuk Material Maju

	2021 - 2025	2026 - 2030	2031 - 2035	2036 - 2045
Strategi	Penyiapan Data dan Kelitbangan Pengembangan Batubara Untuk Material Maju	Pengembangan Pilot Industri Batubara Untuk Material Maju	Implementasi Pengembangan Batubara Untuk Material Maju	
Target	<ul style="list-style-type: none"> Tersedianya data sumber bahan baku untuk material maju Tersedianya teknologi yang tepat dan layak Tersedianya data kebutuhan pasar untuk material maju Tersedianya dukungan regulasi untuk pengembangan batubara menghasilkan material maju 	<ul style="list-style-type: none"> Terlaksananya pengembangan <i>pilot</i> industri batubara untuk material maju Mulai terbangunnya Industri Material Maju berbasis batubara Tersedianya dukungan regulasi untuk pengembangan batubara menghasilkan material maju 	Peningkatan pembangunan Industri Material Maju Berbasis batubara	
Inisiatif Kegiatan	Identifikasi sumber bahan baku material maju: <i>Coal Tar, Charcoal, FABA, Crude Benzole</i>	Pembuatan <i>commercial pilot project</i> terintegrasi skala kecil dan besar.	Pengembangan industri, teknologi dan optimalisasi pemanfaatan material maju dari batubara	Peningkatan jumlah industri material maju berbasis batubara,
	<ul style="list-style-type: none"> Kajian Teknologi pembuatan material carbon (EV) Kajian keekonomian, <i>cost & benefit</i> Kajian <i>Supply Demand</i> 	Pengembangan pilot industri		
	Pengembangan pilot plant batubara untuk material maju Kajian FS: kelayakan teknologi dan ekonomi	Komersialisasi industri material maju berbasis batubara	Evaluasi pengembangan batubara untuk material maju	
	Menyiapkan Dukungan Regulasi <ul style="list-style-type: none"> Dukungan KLHK terkait kemudahan pengolahan Ter sebagai limbah B3 Dukungan pembiayaan untuk <i>Pilot Project</i>, skema investasi dan perusahaan Pengembangan kawasan industri terintegrasi untuk produk turunan ter batubara sebagai material maju karbon 	Menyiapkan Dukungan Regulasi <ul style="list-style-type: none"> Implementasi regulasi Penyesuaian regulasi 	Penerapan Regulasi <ul style="list-style-type: none"> Implementasi regulasi Penyesuaian regulasi 	

Gambar 5.19. Road Map Program Penyiapan Pengembangan Batubara untuk Material Maju

Road Map Pengembangan Batubara untuk Logam Tanah Jarang (LTJ)

Tahap awal program (2021-2025) dimulai dengan penyiapan data dan kelitbangan pengembangan batubara untuk LTJ. Inisiatif yang akan dilakukan adalah kajian karakterisasi serta pendataan potensi sumber daya cadangan dan pemilihan lokasi yang berpotensi sebagai batubara pembawa LTJ di Sumatera Selatan dan Kalimantan. Langkah berikutnya adalah melakukan pemodelan keterdapatan LTJ dalam batubara dan abu pembakarannya, serta identifikasi proses yang tepat untuk ekstraksi LTJ dari batubara dan abu batubara. Kajian keekonomian diharapkan dapat mulai dilakukan setelah metoda ekstraksi LTJ yang tepat sesuai genesa LTJ dalam batubara ditemukan.

Untuk tahap selanjutnya (2026-2030), strategi yang ditempuh adalah memulai pembangunan fasilitas proses LTJ batubara untuk menghasilkan oksida logam. Namun, kajian karakterisasi batubara pembawa LTJ juga tetap dilanjutkan sekaligus pendataan potensi sumber daya cadangan dan pemilihan lokasi batubara yang berpotensi LTJ dilanjutkan di wilayah lainnya di Indonesia. Ekstraksi LTJ batubara skala pilot untuk menghasilkan oksida logam LTJ juga akan dilakukan. Pada tahap ketiga (2031-2035) implementasi pengembangan batubara untuk unsur berharga lainnya akan menjadi fokus utama.

Tahap terakhir (2036-2045) dari program ini akan fokus pada optimalisasi pengembangan batubara untuk menghasilkan LTJ. Pada tahap ini ditargetkan fasilitas pemurnian oksida logam dari LTJ batubara menjadi logam telah terbagun dengan baik sehingga optimalisasi pemanfaatan batubara untuk menghasilkan LTJ dapat dilakukan.

Program Penyiapan Pengembangan Batubara Untuk Logam Tanah Jarang (LTJ)

	2021 - 2025	2026 - 2030	2031 - 2035	2036 - 2045
Strategi	Penyiapan Data dan Kelitbangan Pengembangan Batubara Untuk LTJ	Pembangunan Fasilitas Proses LTJ Batubara Untuk Menghasilkan Oksida Logam	Optimalisasi Pengembangan Batubara Untuk Menghasilkan Logam Tanah Jarang (LTJ)	
Target	<ul style="list-style-type: none"> Tersedianya data sumberdaya batubara pembawa LTJ dan rekomendasi wilayah potensial Tersedianya proses teknologi yang tepat untuk ekstraksi LTJ dari batubara dan abu pembakaran batubara Tersedianya dukungan regulasi untuk pengembangan batubara menjadi LTJ 	<ul style="list-style-type: none"> Tersedianya data sumberdaya batubara pembawa LTJ dan rekomendasi wilayah potensial (lanjutan) Tersedianya skala <i>pilot plant</i> untuk proses hasil ekstraksi LTJ Batubara menghasilkan oksida logam 	<ul style="list-style-type: none"> Terbangunnya fasilitas pemurnian oksida logam dari LTJ batubara menjadi logam Pemanfaatan LTJ dari batubara untuk industri 	Optimalisasi pemanfaatan LTJ dari batubara
Inisiatif Kegiatan	<ul style="list-style-type: none"> Karakterisasi batubara pembawa LTJ dan pendataan potensi LTJ dari batubara Kajian model keterdapatan REE dalam batubara dan abu pembakarannya <p>*opsi pertama wilayah : Sumatera Selatan</p>	Karakterisasi batubara pembawa LTJ dan pendataan potensi LTJ wilayah lainnya *opsi wilayah : Kalimantan & beberapa wilayah lainnya	<ul style="list-style-type: none"> Evaluasi potensi keterdapatan unsur berharga lainnya (<i>valuable elements</i>) dalam batubara <i>Updating</i> database karakterisasi batubara untuk LTJ dan pengembangan pemilihan prospek lokasi sesuai kebutuhan 	
	Pengembangan Litbang: <ul style="list-style-type: none"> Identifikasi dan peningkatan kadar LTJ pada abu batubara Proses esktraksi LTJ dari batubara dan abu pembakarannya 	<ul style="list-style-type: none"> Kajian <i>Supply Demand, Cost Benefit</i> Kajian kelayakan teknologi dan ekonomi Pembangunan proses LTJ batubara untuk menghasilkan oksida logam. 	Pembangunan Fasilitas Pemurnian oksida logam LTJ batubara menjadi logam	Peningkatan pengembangan LTJ dari batubara ke skala komersialisasi
	 Menyiapkan Dukungan Regulasi <ul style="list-style-type: none"> Dukungan KLHK terkait kemudahan pengolahan Ter sebagai limbah B3 Dukungan pembiayaan untuk <i>Pilot Project</i>, skema investasi dan pengusaha 	 Menyiapkan Dukungan Regulasi (Lanjutan) Dukungan regulasi dan insentif lainnya (sesuai kebutuhan)	 Penerapan Regulasi <ul style="list-style-type: none"> Implementasi regulasi Penyesuaian regulasi 	

Gambar 5.20. Road Map Program Penyiapan Pengembangan Batubara Untuk Logam Tanah Jarang (LTJ)



Pengembangan Batubara untuk Material Agro Industri

Ketahanan pangan Indonesia tidak dapat dilepaskan dari pemenuhan kebutuhan penunjang pangan seperti pasokan pupuk yang baik dan terjangkau, peningkatan kualitas lahan pertanian, dan pemanfaatan sumber daya alamnya. Sementara itu pemenuhan kebutuhan pupuk nasional ditinjau dari sisi total luas lahan dengan total produksi dan impor pupuk di Indonesia saat ini sangat tidak berimbang. Akibatnya terjadi defisit neraca perdagangan dari sektor pupuk. Untuk itu diperlukan produksi pupuk nasional dari sumber lain yang non konvensional. Di sisi lain, batubara memiliki kandungan material organik dan non organik yang memungkinkan untuk dapat dijadikan sebagai pupuk karena unsur hara di dalamnya sangat lengkap. Namun potensi tersebut sejauh ini belum sepenuhnya dikembangkan.

Tahap awal program ini (2021-2025) akan diinisiasi dengan kajian kelayakan teknologi serta kajian *cost and benefit* dan *supply-demand* asam humat untuk industri pupuk. Hasil kajian ini akan menjadi salah satu acuan untuk rekomendasi wilayah yang memiliki prospek tinggi untuk pengembangan asam humat dari batubara. Infrastruktur untuk pengembangan pupuk juga akan disiapkan dengan langkah awal pembuatan *demo plant*. Sementara itu diperlukan juga regulasi yang mengatur harga pupuk, tata niaga pupuk, usulan kawasan khusus, dan skema investasi dan perusahaan.

Program Pengembangan Batubara Untuk Material Agro Industri: Asam Humat/Asam Fulvat

	2021 - 2025	2026 - 2030	2031 - 2035	2036 - 2045
Strategi	Penyiapan Data dan Kelitbangan Pengembangan Batubara Untuk Menghasilkan Material Agro Industri (Asam Humat/Asam Fulvat)	Penyiapan Data dan Kelitbangan Pengembangan Batubara Untuk Menghasilkan Material Agro Industri (Asam Humat/Asam Fulvat)	Implementasi Penggunaan Batubara sebagai Bahan Baku Agro Industri	
Target	<ul style="list-style-type: none"> Tersedianya data sumberdaya batubara potensi asam humat dan rekomendasi wilayah potensial Tersedianya proses teknologi yang tepat untuk ekstraksi asam humat dari batubara Tersedianya dukungan regulasi untuk pengembangan batubara untuk Material Agro Industri 	<ul style="list-style-type: none"> Tersedianya data sumberdaya batubara potensi asam humat dan rekomendasi wilayah potensial (lanjutan) Tersedianya skala pilot plant untuk proses ekstraksi asam humat dari batubara 	<ul style="list-style-type: none"> Tersedianya teknologi yang tepat dan layak untuk ekstraksi asam humat dari batubara Terbangunnya fasilitas Pengembangan Batubara untuk menghasilkan material agro : Asam Humat 	<ul style="list-style-type: none"> Optimalisasi penggunaan batubara dalam agro industri: pemanfaatan asam humat dari batubara
Inisiatif Kegiatan	<ul style="list-style-type: none"> Karakterisasi batubara potensi asam humat dan pendataan potensi asam humat dari batubara Rekomendasi wilayah potensial 	Karakterisasi batubara potensi asam humat (lanjutan) dan Rekomendasi wilayah potensial lainnya	Updating database karakterisasi batubara untuk potensi asam humat dan pengembangan pemilihan prospek lokasi sesuai kebutuhan	
	<ul style="list-style-type: none"> Pengembangan metode ekstraksi batubara yang memiliki potensi asam humat 	<ul style="list-style-type: none"> Kajian <i>Cost and Benefit</i> asam humat untuk industri pupuk Kajian <i>Supply Demand</i> asam humat untuk industri pupuk Pra-FS Pengembangan batubara untuk Asam Humat 	<ul style="list-style-type: none"> Promo Investasi, Teknologi Diversifikasi penggunaan asam humat pada industri 	<ul style="list-style-type: none"> Pengembangan teknologi pemanfaatan batubara menghasilkan asam humat/asam fulvat untuk memenuhi kebutuhan agro industri
	<ul style="list-style-type: none"> Penyiapan <i>demo plant</i> Penentuan parameter desain yang akan digunakan dalam proses scale up 	Pembuatan Pilot Plant di lokasi terpilih	<ul style="list-style-type: none"> Pembangunan fasilitas pengembangan batubara menjadi asam humat/asam fulvat 	
	Menyiapkan Dukungan Regulasi <ul style="list-style-type: none"> Regulasi harga pupuk dari ekstraksi batubara Regulasi tata niaga pupuk dari ekstraksi batubara Dukungan pembiayaan untuk <i>Pilot Project</i>, skema investasi dan perusahaan 	Menyiapkan Dukungan Regulasi (Lanjutan) <ul style="list-style-type: none"> Dukungan regulasi dan insentif lainnya (sesuai kebutuhan) 	Penerapan Regulasi <ul style="list-style-type: none"> Implementasi regulasi Evaluasi dan Penyesuaian regulasi 	

Gambar 5.21. Road Map Program Pengembangan Batubara Untuk Material Agro Industri: Asam Humat/Asam Fulvat

Pada tahap kedua (2026-2030), pengembangan infrastruktur hilirisasi (industrialisasi) akan menjadi prioritas utama. Proses pengembangan ini akan dimulai dengan pembuatan *pilot plant*, promosi investasi, dan survei pemasaran industri hilir. Implementasi penggunaan batubara sebagai penghasil asam humat akan menjadi fokus utama tahap ketiga (2031-2045). Implementasi ini akan didukung dengan pengembangan sistem informasi (SI) dan kajian *cost and benefit* dan *supply-demand* asam humat untuk industri lainnya. Hasil kajian tersebut akan menjadi dasar untuk diversifikasi penggunaan asam humat dalam produk agro maupun produk lainnya. Pengembangan infrastruktur hilirisasi (industrialisasi) yang berskala kecil dan menengah juga menjadi prioritas.

Pemanfaatan Batubara untuk Kelistrikan

Dari total cadangan batubara sebesar 20,5 miliar ton, lebih dari setengahnya merupakan batubara dengan kalori 3800 – 5200 kkal/kg yaitu sebesar 10,38 miliar ton. Batubara pada rentang kalori tersebut sesuai dengan spesifikasi pembangkit PLTU non mulut tambang. Oleh karena itu, dengan asumsi laju produksi batubara per tahun sebesar 500 juta ton, maka umur cadangan batubara yang sesuai dengan spesifikasi pembangkit PLTU sekitar 21 tahun.

Sementara itu, potensi cadangan batubara dengan kalori di bawah 3800 kkal/kg masih sangat besar yaitu sekitar 7,2 miliar ton. Oleh karena itu perlu upaya agar batubara ini dapat dimanfaatkan dengan optimal. Teknologi *coal drying* dapat digunakan untuk meningkatkan nilai kalori batubara. Kemudian, untuk menghasilkan batubara terspesifikasi sesuai kebutuhan *end user* dapat memanfaatkan teknologi *coal blending*.

Dalam rangka mendukung ketahanan energi, terutama di bidang kelistrikan dan energi baru (*new energy*) Indonesia di masa depan, maka perlu disusun program pembangunan fasilitas *blending* dan *cofiring* batubara. Sistem *blending* dapat dilakukan antara batubara peringkat rendah (*lignit*) dan batubara peringkat tinggi (*bituminus*) sesuai dengan spesifikasi parameter kualitas batubara, terutama nilai kalor. Sedangkan *cofiring* merupakan proses penambahan biomassa sebagai bahan bakar pengganti parsial atau bahan campuran batubara di PLTU dengan tetap memperhatikan kualitas bahan bakar sesuai kebutuhan. PLN berencana untuk dapat melakukan *cofiring* pada 52 lokasi PLTU batubara eksisting sampai dengan 2024.

Pada roadmap pemanfaatan batubara untuk kelistrikan, disusun tiga kegiatan yaitu (1) penyiapan infrastruktur *coal blending facility*, (2), program *cofiring* biomassa pada PLTU, dan (3) program optimalisasi pemanfaatan batubara dengan IGCC.

Penyiapan Infrastruktur Coal Blending Facility

Road map program penyiapan infrastruktur *coal blending facility* ditempuh dalam tiga tahapan dengan target akhir terwujudnya iklim produksi dan pemasaran batubara hasil *coal blending* dengan optimal.

Pada tahap pertama (2021-2025), strategi yang ditempuh adalah menyiapkan infrastruktur *coal blending* dan menjalin kerja sama dengan berbagai pihak untuk memastikan tersedianya jalur distribusi hasil *coal blending* serta konstruksi pembangunan proyek *coal blending*. Adapun program di tahap pertama ini adalah melakukan berbagai kajian dasar, pra-FS, serta perumusan kebijakan yang mendukung.

Pada tahap kedua (2026-2035), dengan sudah tersedianya kajian yang mumpuni dan kebijakan pendukung maka di tahap ini strategi yang diambil adalah menambah infrastruktur *coal blending*.



Pembangunan fasilitas coal blending beserta infrastruktur jalur transportasinya sudah dapat dilakukan di tahap ini.

Kemudian di tahap ketiga (2036-2045) diharapkan fasilitas *coal blending* yang telah dibangun mampu memperkuat ketahanan energi nasional dengan optimal.

Program Penyiapan Infrastruktur Coal Blending Facility

	2021 - 2025	2026 - 2030	2031 - 2035	2036 - 2045
Strategi	Penyiapan Pembangunan Infrastruktur Coal Blending Facility untuk Kelistrikan	Peningkatan Pembangunan Infrastruktur Coal Blending Facility untuk Kelistrikan	Optimalisasi Infrastruktur Coal Blending Facility untuk Mendukung Kemandirian Energi	
Target	<ul style="list-style-type: none"> • Terbangunnya infrastruktur <i>coal blending facility</i> tahap ke-1 • Terbangunnya infrastruktur jalur transportasi untuk distribusi produk <i>coal blending</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • Produksi dan pemasaran batubara hasil <i>coal blending</i> tahap ke-1 • Terbangunnya infrastruktur <i>coal blending facility</i> tahap ke-2 • Terbangunnya infrastruktur jalur transportasi untuk distribusi produk <i>coal blending</i> tahap ke-2 	<ul style="list-style-type: none"> • Produksi dan pemasaran batubara hasil <i>coal blending</i> seluruh tahapan • Infrastruktur <i>Coal Blending Facility</i> dapat mendukung ketahanan energi secara optimal 	
Inisiatif Kegiatan	<ul style="list-style-type: none"> • Kajian <i>cost benefit</i> • Kajian <i>supply chain</i> dan <i>demand</i> batubara dalam negeri • Kajian transportasi, <i>stockpile</i> dan keekonomian pemasaran produk 	<ul style="list-style-type: none"> • Pra-FS teknologi Infrastruktur <i>Coal Blending</i> dan AMDAL (tahap 2) 	<ul style="list-style-type: none"> • Konstruksi infrastruktur <i>Coal Blending</i> • Konstruksi infrastruktur jalur transportasi (tahap 2) 	<ul style="list-style-type: none"> • Pemeliharaan infrastruktur • Evaluasi pelaksanaan infrastruktur <i>Coal Blending Facility</i>
	<ul style="list-style-type: none"> • Pra-FS teknologi Infrastruktur <i>Coal Blending</i> dan AMDAL 	<ul style="list-style-type: none"> • Konstruksi infrastruktur <i>Coal Blending</i> • Konstruksi infrastruktur jalur transportasi 	<ul style="list-style-type: none"> • Konstruksi infrastruktur jalur transportasi (tahap 2) 	
	<ul style="list-style-type: none"> • Kerjasama antara Pemerintah, PT KAI, dan BU swasta pemilik jalur distribusi produk hasil <i>coal blending</i> • Kerjasama antara Pemerintah, PT PLN grup, Badan Usaha, Puslitbang Tekmira untuk konstruksi proyek <i>coal blending</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • Menyiapkan Dukungan Regulasi (Lanjutan) Dukungan regulasi dan insentif lainnya (sesuai kebutuhan) 		
	<ul style="list-style-type: none"> • Menyiapkan Dukungan Regulasi • Regulasi harga pupuk dari ekstrasi batubara • Regulasi tata niaga pupuk dari ekstrasi batubara • Dukungan pembiayaan untuk <i>Pilot Project</i>, skema investasi dan pengusaha 			

Gambar 5.22. Road Map Program Penyiapan Infrastruktur Coal Blending Facility

Program Cofiring Biomassa pada PLTU

Program *cofiring* biomassa pada PLTU merupakan upaya alternatif untuk mengurangi pemakaian batubara. Seiring dengan tren global bahwa PLTU yang menggunakan batubara harus *phase out*, maka memanfaatkan bahan bakar biomassa sebagai pengganti sebagian batubara merupakan salah satu solusi yang dapat diterapkan. Terlebih lagi, sumber daya biomassa cukup melimpah, namun potensi pemanfaatannya belum teridentifikasi dengan baik.

Program ini akan ditempuh dengan tiga tahapan. Pada tahap 1 (2021-2025), strategi yang ditempuh adalah melakukan pengujian dan implementasi *cofiring* biomassa di PLTU. Pada tahap 2 (2026-2030) peningkatan implementasi *cofiring* biomassa di PLTU. Kemudian di tahap 3 (2031-2045) melakukan evaluasi implementasi *cofiring* biomassa di PLTU.



Program ini akan ditempuh dalam tiga tahap. Pada tahap pertama (2021-2025), strategi yang akan diambil adalah Penyiapan Pemanfaatan IGCC pada Pembangkit Listrik dari Batubara. Adapun program yang dijalankan adalah menyiapkan penerapan IGCC dengan menyusun kajian *cost & benefit* IGCC dan kajian rekomendasi wilayah potensial penerapan IGCC. Pada tahap kedua (2025-2030), dilanjutkan dengan implementasi IGCC pada pembangkit listrik dari batubara. Di tahap terakhir (2031-2045), strategi yang ditempuh adalah optimalisasi IGCC pada pembangkit listrik dari batubara.

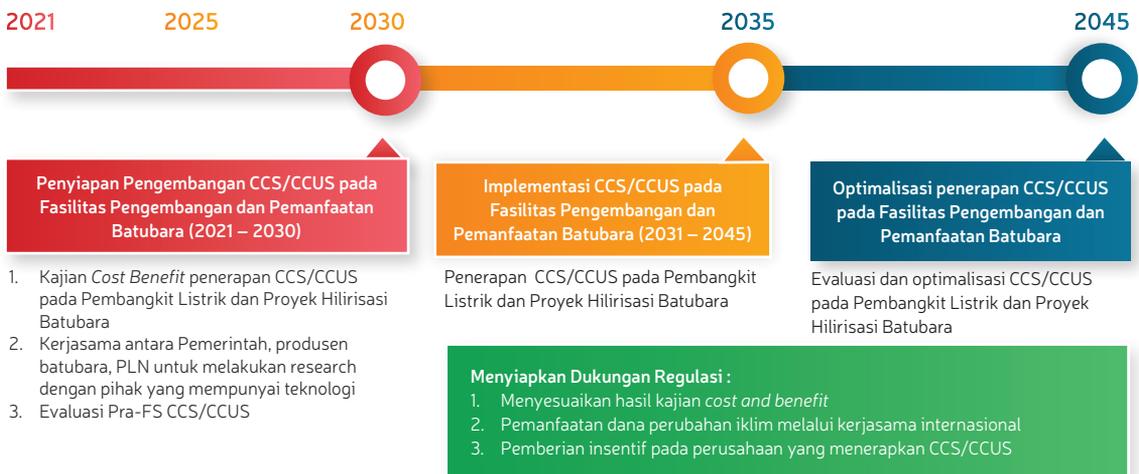
Penerapan CCS/CCUS pada Fasilitas Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara

Dalam strategi bauran energi yang ditetapkan pemerintah, batubara akan tetap menjadi bahan bakar utama yang digunakan untuk pembangkit listrik. Namun, penggunaan batubara sebagai bahan bakar dapat menimbulkan masalah lingkungan sehubungan emisi CO₂ yang relatif lebih tinggi dibandingkan bahan bakar fosil lainnya. Oleh karena itu, pemanfaatan batubara yang besar harus diimbangi dengan penerapan teknologi pembangkit yang ramah lingkungan untuk mengurangi emisi CO₂. Penggunaan clean coal technology pada PLTU batubara selain mampu mengurangi emisi sekaligus juga menjadi salah satu upaya peningkatan efisiensi energi. Teknologi batubara bersih juga dapat diterapkan pada proyek hilirisasi batubara lainnya. Teknologi batubara bersih yang memiliki potensi besar untuk diterapkan adalah teknologi *Carbon Capture and Storage* (CCS)/ *Carbon Capture, Utilization, and Storage* (CCUS).



Penyiapan Penerapan CCS/CCUS dalam pembangkit listrik dan proyek hilirisasi batubara (2021-2030) akan menjadi fokus utama dalam tahap awal program ini. Penyiapan tersebut dimulai dengan melakukan kajian *cost benefit* penerapan CCS/CCUS pada proyek hilirisasi. Hasil kajian tersebut akan menjadi dasar evaluasi pra-FS CCS/CCUS. Sedangkan untuk tahap kedua, fokus akan diutamakan pada implementasi CCS/CCUS dalam pembangkit listrik dan proyek hilirisasi batubara (2031-2045). Pengawasan terhadap implementasi CCS/CCUS juga akan dilakukan untuk memastikan *outcome* yang diharapkan dapat tercapai. Selain itu dukungan regulasi juga diperlukan terutama mengenai pemanfaatan dana perubahan iklim melalui kerja sama internasional dan pemberian insentif bagi perusahaan yang menerapkan CCS/CCUS. Adapun pada tahap terakhir (2031-2045), optimalisasi penerapan CCS/CCUS pada fasilitas pengembangan dan pemanfaatan batubara telah dapat dilaksanakan baik pada pembangkit listrik maupun proyek hilirisasi batubara.

Program Penerapan CCS/CCUS pada Fasilitas Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara



Gambar 5.25. Road Map Program Penerapan CCS/CCUS pada Fasilitas Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara

Program Prioritas 2021 - 2025

Saat ini pemerintah tengah menyusun *Grand Strategy Energi Nasional* (GSEN) dengan tujuan menjamin ketersediaan energi yang cukup, kualitas yang baik, harga terjangkau dan ramah lingkungan dalam kurun waktu 2020-2040. Di samping itu, Indonesia juga turut berpartisipasi aktif dalam agenda *Net Zero Emission* (NZE) sebagaimana yang dituangkan dalam *Nationally Determined Contribution* (NDC). Dalam program pengembangan dan pemanfaatan batubara, pertimbangan mengenai komitmen Indonesia dalam pencapaian *Net Zero Emission* menjadi salah satu aspek yang melandasi prioritas program pengembangan dan pemanfaatan batubara pada kurun 2021-2025.

Pemerintah juga telah menetapkan gasifikasi batubara menjadi *methanol* dan DME sebagai program strategis nasional. Kalimantan Timur menjadi lokasi penerapan program gasifikasi batubara menjadi metanol. Adapun program gasifikasi batubara menjadi DME dipusatkan di Tanjung Enim, Sumatera Selatan.



Dengan demikian, program prioritas pengembangan dan pemanfaatan batubara pada jangka menengah (2021-2025) adalah sebagai berikut:

No	Program	Urgensi	Target
1	Pembangunan industri gasifikasi batubara untuk menghasilkan produk metanol dan DME untuk substitusi impor	<ul style="list-style-type: none">Gasifikasi batubara telah menjadi program strategis nasionalMendukung strategi GSE untuk substitusi LPG melalui DME	Pembangunan 3 pabrik gasifikasi batubara di tahun 2024 s.d 2025
2	Penyiapan penerapan CCS/CCUS pada fasilitas pengembangan dan pemanfaatan batubara	<ul style="list-style-type: none">Mendukung kontribusi pencapaian target <i>Net Zero Emission</i> (NZE)Inisiasi penerapan teknologi batubara bersih	CCS/CCUS dimulai inisiasi penerapan pada tahun 2025 & optimal diaplikasikan pada tahun 2030
3	Pengembangan batubara kokas atau semikokas untuk industri metalurgi dalam negeri	<ul style="list-style-type: none">Batubara untuk industri metalurgi masih didominasi imporPemenuhan kebutuhan batubara kokas/semikokas untuk industri smelter logam di Indonesia	Peningkatan kapasitas mulai tahun 2024
4	Penyiapan data dan kelitbangan pengembangan batubara untuk material maju	<ul style="list-style-type: none">Peluang pengembangan industri mobil listrik yang membutuhkan <i>supply</i> material maju (grafit untuk bahan baku utama anoda baterai)	Data kelayakan pengembangan industri material maju dari batubara Indonesia pada tahun 2024 -2025



BAB 6

Kesimpulan dan Tindak Lanjut



Dalam penyusunan *road map* pengembangan dan pemanfaatan batubara nasional ini tim penyusun berpedoman pada empat kebijakan yang telah ada dan berkaitan dengan batubara, yaitu:

1. Kebijakan Mineral dan Batubara
 - UU Minerba
 - UU Cipta Kerja
2. Kebijakan Energi Nasional
 - UU Energi
 - Kebijakan Energi Nasional (KEN)
 - Rencana Umum Energi Nasional (RUEN)
 - *Grand Strategy* Energi Nasional (GSEN)
 - Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN)
3. Kebijakan Industri
 - UU Perindustrian
 - Rencana Induk Pembangunan Industri Nasional (RIPIN)
4. Kebijakan Penurunan Emisi
 - *Nationally Determined Contribution* (NDC) Indonesia
 - Rencana Aksi Nasional Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca (GRK)

Berangkat dari kebijakan tersebut, tim penyusun selanjutnya mengumpulkan berbagai potensi pengembangan dan pemanfaatan batubara dengan mempertimbangkan aspek lingkungan di masa mendatang. Dengan demikian, sumber daya dan cadangan batubara Indonesia yang cukup besar dapat tetap dimanfaatkan dengan baik dan selaras dengan misi dunia mengurangi emisi gas rumah kaca serta isu lingkungan lainnya.

Visi yang ingin dicapai dalam *road map* ini adalah **“Meningkatkan ketahanan energi nasional dan optimalisasi pemanfaatan batubara di dalam negeri melalui kebijakan pengembangan dan/atau pemanfaatan batubara nasional secara terintegrasi dari hulu ke hilir.”** Adapun misi yang hendak dilaksanakan pada *road map* pengembangan dan pemanfaatan batubara adalah “Optimalisasi pemanfaatan batubara dalam negeri dengan penerapan teknologi ramah lingkungan (*Clean Coal Technology*) hingga tahun 2045.”

Untuk mewujudkan visi dan misi tersebut, tim penyusun merumuskan sepuluh program pengembangan dan pemanfaatan batubara untuk kurun 25 tahun mendatang (2021 s.d. 2045) dengan menggunakan *frame work* program penyiapan, pembangunan, dan optimalisasi.

Berikut adalah ringkasan sepuluh program *road map* pengembangan dan pemanfaatan batubara.

Tabel 6.1. Ringkasan Program Road Map Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara

No	Nama Program	Sektor	Teknologi	Produk/Hasil
1.	Pengembangan Batubara untuk Menghasilkan Metanol dan DME melalui Gasifikasi	Energi dan Non-Energi	<i>Coal Gasification</i>	Methanol dan DME
2.	Program Pengembangan Batubara untuk Menghasilkan SNG, Amonia, dan Hidrogen (H ₂)	Energi dan Non-Energi	<i>Coal Gasification</i>	SNG, amonia, hidrogen (H ₂)
3.	Pengembangan Batubara untuk Menghasilkan Bahan Bakar melalui Pencairan Batubara (<i>Coal Liquefaction</i>)	Energi	<i>Coal Liquefaction</i>	Gasoline dan solar
4.	Pengembangan Batubara Melalui Briket Batubara-Biomassa (Bio-Coal) untuk <i>Cofiring</i> PLTU dan Briket Batubara Terkarbonisasi untuk Industri Kecil/UMKM	Energi	<i>Coal Briquette</i>	Briket batubara-biomassa dan briket terkarbonisasi
5.	Pengembangan Batubara untuk Industri Metalurgi	Non-Energi	<i>Cokes Making</i>	Batubara metalurgi
6.	Pengembangan Batubara melalui Coal Upgrading	Energi dan Non-Energi	<i>Coal Upgrading</i>	Batubara untuk kelistrikan dan industri
7.	Pengembangan Batubara untuk Menghasilkan Produk Material Maju dan Logam Tanah Jarang (LTJ)	Non-Energi	Ekstraksi	Material maju dan logam tanah jarang
8.	Pengembangan Batubara untuk Material Agro Industri	Non-Energi	Ekstraksi	Asam humat dan asam fulvat
9.	Pemanfaatan Batubara untuk Kelistrikan: <i>Blending Facility</i> , <i>Cofiring</i> Biomassa, dan Penerapan IGCC	Energi	<i>Blending Facility</i> , <i>Cofiring</i> Biomassa, dan Penerapan IGCC	Kelistrikan dan penerapan CCT pada pembangkit listrik
10.	Penerapan CCS/CCUS pada Fasilitas Pengembangan dan Pemanfaatan Batubara	Lingkungan	CCS/CCUS	Penurunan Emisi CO ₂



Sejalan dengan *Grand Strategy* Energi Nasional (GSEN) dan komitmen Indonesia terhadap net zero emission, tim penyusun merekomendasikan program prioritas pada periode 2021-2025 adalah sebagai berikut:

1. Pembangunan industri gasifikasi batubara untuk menghasilkan produk metanol dan DME untuk subsidi impor;
2. Penyiapan penerapan CCS/CCUS pada fasilitas pengembangan dan pemanfaatan batubara;
3. Pengembangan batubara kokas atau semikokas untuk industri metalurgi dalam negeri; dan
4. Penyiapan data dan kelitbangan pengembangan batubara untuk material maju.

Tim penyusun menyadari bahwa road map pengembangan dan pemanfaatan batubara beserta usulan programnya membutuhkan dukungan seluruh pihak. Oleh karena itu, tim penyusun mengajukan beberapa rekomendasi tindak lanjut sebagai berikut.

1. Road map pengembangan dan pemanfaatan batubara perlu didukung **payung hukum** agar dapat menjadi acuan dalam pengembangan dan pemanfaatan batubara nasional.
2. Untuk mempermudah fokus pelaksanaan *road map*, perlu ditunjuk **penanggung jawab** khusus untuk mengawal pelaksanaan masing-masing program sesuai dengan tahapannya.
3. Perlu dilakukan **diseminasi road map** pengembangan dan pemanfaatan batubara kepada seluruh pemangku kepentingan untuk mendukung pencapaian visi dan misi yang telah dirumuskan.
4. Implementasi program *road map* membutuhkan **kerja sama lintas sektoral**.

Selain itu untuk memastikan *road map* berjalan dengan efektif, maka *road map* yang telah disusun perlu mendapat revidi dan evaluasi secara berkala agar visi utama pengembangan dan pemanfaatan batubara nasional dapat tercapai. Akhirnya, tim penyusun mengucapkan terima kasih atas dukungan dan masukan dari berbagai pihak dalam penyusunan *road map* pengembangan dan pemanfaatan batubara ini sampai dengan program-program yang diajukan.



Daftar Pustaka

- Appl M. Ammonia: Principles and Industrial Practice. Weinheim, 1999.
- Balitbang ESDM, 2020. Mengolah Lebih Batubara untuk Indonesia Maju, Kajian Hilirisasi Batubara 2020, Jakarta.
- BP, 2020. BP Statistical Review of World Energy, 69th Edition.
- BP. Statistical Review of World Energy 2008 (Jun, 2008). <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>. Retrieved June 22, 2008.
- BPPT, 2016. Kajian Teknologi Proses Pembuatan Gas Sintetik dari Batubara dan Prospek Pemanfaatan pada Industri Hilirnya, Jakarta.
- Dewan Energi Nasional, 2020. Bauran Energi Nasional 2020, Jakarta.
- Dewan Energi Nasional, 2020. Ketahanan Energi Indonesia 2019, Jakarta.
- Dewan Energi Nasional, 2020. Outlook Energi Indonesia 2019, Jakarta.
- Direktorat Bioenergi Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi, 2021. Implementasi Cofiring Biomassa pada PLTU, 10 Juni 2021.
- Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan, 2020. Road Map Penerapan CCT, Jakarta.
- Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan, 2020. Statistik Ketenagalistrikan 2019, Jakarta.
- Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara, 2020. Pedoman Pengusahaan Mineral dan Batubara Indonesia 2020, Jakarta.
- Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara, 2021. Penerapan Fasilitas Blending Batubara (Coal Blending Facility) dalam Rangka Penguatan Ketahanan Energi Nasional, 1 Februari 2021 - Jakarta.
- Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara, 2021. Perencanaan Produksi dan Pemanfaatan Batubara Domestik, Januari 2021 - Jakarta.
- Gray D & Tomlinson G. Hydrogen from coal. Mitretek. (2002) MTR 2002-31.
- IEA, 2012. Technology Roadmap High-Efficiency Low-Emissions Coal-Fired Power Generation, Paris.



IEA, 2020. Coal 2020 Analysis and forecast to 2025, Paris.

Jennings J. Catalytic ammonia synthesis: fundamentals and practice. Plenum Press, 1991.

Kementerian Energi dan Sumber Daya dan Mineral, 2020. Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia 2019, Jakarta.

Kreutz T, Williams R, Consonni S. et al. Co-production of hydrogen, electricity and CO₂ from coal with commercially ready technology. part b: economic analysis. Int J of Hydrogen Energy (2005) 30:769-784.

PLN, 2019. Porsi Batubara dalam RUPTL 2019-2028 dan Rencana Zonasi PLN, Jakarta.

PLN, 2021. Coal Biomass Cofiring Liability Policy to Reduce CO₂ Emission, 23 Juni 2021.

Pusat Sumber Daya Mineral, Batubara, dan Panas Bumi - Badan Geologi, 2020. Neraca Sumber Daya dan Cadangan Batubara Indonesia 2020, Bandung.

Pusat Sumber Daya Mineral, Batubara, dan Panas Bumi – Badan Geologi, 2020. Laporan Evaluasi Potensi REE dalam Batubara dan Abu Batubara Indonesia.

Rossetti I, Pernicone N & Forni L. Graphitised carbon as support for Ru/C ammonia synthesis catalyst. Catalysis Today (2005) 102-103:219-224.

Rutkowski M. Current (2005) hydrogen from coal with CO₂ capture and sequestration (Jun, 2005). http://www.hydrogen.energy.gov/h2a_prod_studies.html. Diakses March 7, 2021.

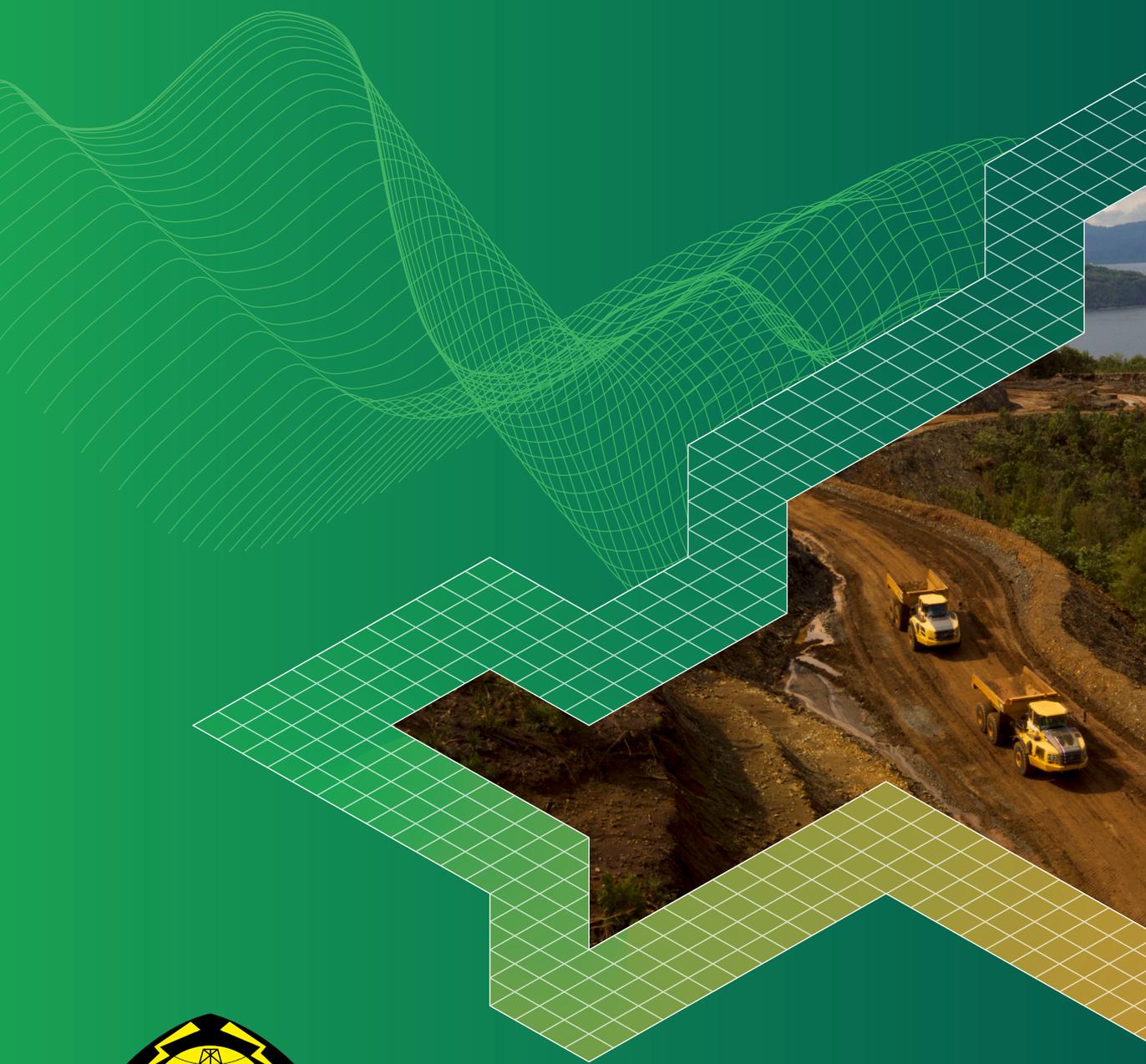
Stiegel G & Massood R. Hydrogen from coal gasification: an economical pathway to a sustainable energy future. Int J of Coal Geology (2006) 65:173-190.

World Bank, 2015. The Indonesia Carbon Capture Storage (CCS) Capacity Building Program, CCS for Coal-fired Power Plants in Indonesia, Washington.

World Coal Institute. How coal is created (2008). <http://www.worldcoal.org/pages/content/index.asp?PageID=98>. Diakses 10 Mei 2021.

....., 2021. Study of Carbon Capture and Storage for Coal-Fired Power Plant in Indonesia. 25 February 2021 - Jakarta.





**KEMENTERIAN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
DIREKTORAT JENDERAL MINERAL DAN BATUBARA**

Jl. Prof. Dr. Supomo SH. No. 10, Jakarta 12870 Indonesia
Telp. : +62 - 21 8295608 Fax. : +62 - 21 8297642
Email : subditp3minerba@esdm.go.id
Portal : <https://www.minerba.esdm.go.id/>